



ESCUELA POLITÉCNICA DE INGENIERÍA DE MINAS Y ENERGÍA



Trabajo de Fin de Grado



Empleo de reactores modulares
(SMR) como alternativa en el
reacondicionamiento energético

*Use of modular reactors (SMR) as an
alternative in energy refurbishment*

Para acceder al título de:

**Grado en Ingeniería de los Recursos
Energéticos**

Autor: Jaime Ruiz López

Directora: Raquel Martínez Torre

Convocatoria: Noviembre 2021

RESUMEN

Actualmente estamos viviendo un periodo de rápidos cambios y avances en el sector energético. La creciente crisis climática nos empuja a cambiar nuestros modelos de producción para cumplir con los objetivos de emisiones de gases contaminantes. Las centrales térmicas, que antes proporcionaban la mayor parte de la energía a nivel nacional, han cesado su actividad o lo harán en los próximos años. El cierre de estas instalaciones supone un enorme coste socioeconómico a las zonas donde se ubicaban, además de, en muchos casos, la destrucción de los equipos y edificios de la central, que son desmantelados. Sin embargo, tras el cierre de muchas de estas instalaciones, por no decir en casi todas, se llevan a cabo proyectos de aprovechamiento industrial, que emplean la infraestructura presente para darles una nueva vida. Por otro lado, en los últimos años se ha visto un creciente interés por la tecnología de reactores nucleares. Ésta ha demostrado ser una fuente fiable y constante de una gran cantidad de energía eléctrica libre de emisiones de gases contaminantes. En particular, una tecnología con gran promesa son los reactores modulares (SMR), de pequeño tamaño y coste, y fáciles de fabricar y transportar. Los diseños SMR aún se encuentran en fase de pruebas y desarrollo, por lo aún hay que esperar para obtener de ellos todo su potencial. Este trabajo busca mostrar el potencial de este tipo de diseños dentro de un proyecto de aprovechamiento de una central térmica, la de La Robla, en León, y comparar esos resultados con otra alternativa más común como es el gas natural. Como veremos, la gran cantidad de diseños SMR hace que sea posible encontrar uno que se adapte al proyecto que buscamos. Los resultados muestran que, a pesar de tener un coste de equipos y obra mucho más caro que el gas, y de que se genere el problema de los residuos nucleares, la opción nuclear nos ofrece un nivel mucho menor de emisiones, una electricidad más barata y otros beneficios como producción de agua caliente o una gran estabilidad en la producción de energía y en su precio, convirtiéndolo en un buen candidato en este tipo de proyectos, una vez la tecnología haya madurado lo suficiente.

PALABRAS CLAVE

Reactor nuclear, SMR, reacondicionamiento energético, central térmica, reducción de CO₂, alternativas energéticas, producción energética.

ABSTRACT

We are currently experiencing a period of rapid change and progress in the energy sector. The growing climate crisis is forcing us to change our production patterns in order to meet emission targets. Thermal power plants, which used to provide most of the country's energy, have already been or will be shut down in the next few years. The closure of these facilities entails a huge socio-economic cost to the areas where they were located, as well as, in many cases, the destruction of the plant's equipment and buildings, which are dismantled. However, after closure of most of these facilities, industrial recovery projects are carried out, which use the existing infrastructure to give a new life to those locations. Also, in recent years we have seen a growing interest in nuclear reactor technology. It has time and again proven to be a reliable and consistent source of a large amount of electricity, free of harmful gas emissions. One technology with great promise is modular reactors (SMRs), which are small both in size and cost, easy to manufacture and transport. SMR designs are still in a trial and development phase, so we will still have to wait to see their full potential. This paper aims to show the potential of this type of design within a project to exploit a thermal power plant, that of La Robla, in León, and to compare these results with another, more common alternative, such as natural gas. As we will see, the large number of SMR designs makes it possible to find one that suits the project we are working on. Furthermore, the results show that, despite having a much more expensive equipment and construction cost than gas, and the problem of nuclear waste, the nuclear option offers a much lower level of emissions, cheaper electricity and other benefits such as hot water production or great stability in energy production and price, making it a good candidate for this kind of project once the technology matures enough.

KEYWORDS

Nuclear reactor, SMR, energy refurbishment, thermal power plant, CO₂ reduction, alternative power, energy production.

ÍNDICE DE CONTENIDO

1	Introducción.....	1
2	Objetivos y alcance	3
3	Visión general de la energía nuclear	4
3.1	Principios de funcionamiento	4
3.2	Ventajas, desventajas y seguridad.....	4
3.3	Economía.....	7
3.4	Estado actual de la energía nuclear en España y en el mundo.	8
4	SMR.....	11
4.1	Clasificación de reactores SMR	12
4.1.1	Reactores refrigerados por agua	12
4.1.1.1	BWRX-300	13
4.1.1.2	ACP-100.....	13
4.1.1.3	IRIS.....	13
4.1.1.4	NuScale	14
4.1.2	Reactores de alta temperatura refrigerados por gas.....	14
4.1.2.1	GT-MHR.....	15
4.1.2.2	HTR-PM	15
4.1.3	Reactores de neutrones rápidos	16
4.1.3.1	Brest-OD-300	17
4.1.3.2	Toshiba 4S.....	17
4.1.4	Reactores de sales fundidas	17
4.1.4.1	Fuji MSR	18
4.1.4.2	SSR-W300.....	19
4.1.5	Micro-reactores	19
4.1.5.1	U-Battery.....	19
4.1.5.2	Aurora	20
4.2	Elementos constructivos.....	20
4.3	Operación.....	22
4.4	Sistemas de seguridad	23
4.5	Economía.....	25
5	Reacondicionamiento energético	27
5.1	Concepto.....	27

5.2	Conversiones actuales.	29
5.2.1	Gas natural.....	29
5.2.2	Biomasa	31
5.2.3	Otras opciones.....	32
6	Estudio de adaptación para la central térmica de la Robla.....	34
6.1	Introducción, selección y objetivo	34
6.2	Elementos y disposición de la central.....	37
6.2.1	Área 1: Instalaciones auxiliares perimetrales.....	38
6.2.2	Área 2: Carboneo.....	38
6.2.3	Área 3: Grupo I.....	39
6.2.4	Área 4: Grupo II.....	42
6.2.5	Área 5: Instalaciones de tratamiento de aguas.....	45
6.3	Selección del reactor.....	46
6.4	Conversión a gas natural.....	46
7	Resultados	48
7.1	Selección de diseño SMR	48
7.1.1	Funcionalidad	48
7.1.2	Parámetros de funcionamiento.....	49
7.1.3	Modificaciones estructurales y de entorno requeridas	50
7.1.4	Diseño elegido	52
7.2	Estudio de modificaciones requeridas para la adaptación.....	53
7.2.1	Área 1: Instalaciones auxiliares perimetrales.....	53
7.2.2	Área 2: Carboneo.....	53
7.2.3	Área 3: Grupo I.....	54
7.2.4	Área 4: Grupo II.....	55
7.2.5	Área 5: Instalaciones de tratamiento de aguas.....	55
7.2.6	Vista final de la planta	56
7.3	Comparativa con gas natural	58
7.4	Estudio económico.....	59
7.4.1	Coste de conversión a SMR	60
7.4.1.1	Desmantelamiento de las anteriores instalaciones.....	60
7.4.1.2	Instalación de los nuevos equipos y obras necesarias	62
7.4.2	Coste de conversión a gas natural.....	63
7.4.2.1	Desmantelamiento de las anteriores instalaciones.....	63

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

7.4.2.2	Instalación de nuevos equipos y obra necesaria	64
7.4.3	Coste de generación de energía eléctrica	65
7.4.4	Comparativa entre las dos opciones	66
7.5	Impacto ambiental.....	67
8	Resumen final y conclusiones.....	69
9	Bibliografía.....	71

ÍNDICE DE TABLAS, CUADROS Y GRÁFICAS

Tablas

Tabla 3-1: Distribución de los costes de operación y mantenimiento de una central nuclear	8
Tabla 6-1: Especificaciones técnicas de la nave de turbinas del Grupo I	39
Tabla 6-2: Especificaciones técnicas de la caldera del Grupo I	41
Tabla 6-3: Especificaciones técnicas de la nave de turbinas del Grupo II	42
Tabla 6-4: Especificaciones técnicas de la caldera del Grupo II	43
Tabla 6-5: Especificaciones técnicas de las estaciones meteorológicas asociadas a la central.....	45
Tabla 7-1: Especificaciones técnicas de los tres diseños de reactor escogidos [36][80][87][88][89].....	49
Tabla 7-2: Destino de las estructuras del Área I.....	53
Tabla 7-3: Comparación de los parámetros de funcionamiento de la caldera y la turbina a del Grupo I con el reactor nuclear seleccionado	54
Tabla 7-4: Comparación de los parámetros de funcionamiento de la caldera y la turbina a del Grupo II con el reactor nuclear seleccionado	55
Tabla 7-5: Datos de consumo y potencia de los grupos termodinámicos de carbón, así como poder calorífico del combustible	58
Tabla 7-6: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 1	60
Tabla 7-7: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 2	60
Tabla 7-8: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 3	60
Tabla 7-9: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 4	61
Tabla 7-10: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 5	61
Tabla 7-11: Coste de desmantelamiento final de las instalaciones	61
Tabla 7-12: Coste de desmantelamiento de las instalaciones salvadas.....	61
Tabla 7-13: Distribución del precio de construcción de una central nuclear.....	62
Tabla 7-14: Cálculo final del coste del proyecto de instalación de un reactor nuclear .	63
Tabla 7-15: Cálculo de reducción de costes para la instalación de un reactor nuclear .	63
Tabla 7-16: Coste de desmantelamiento de las instalaciones para el ciclo de gas.....	64
Tabla 7-17: Coste de desmantelamiento de las estructuras salvadas para el ciclo de gas	64
Tabla 7-18: Distribución del precio de construcción del ciclo de gas propuesto.....	64
Tabla 7-19: Cálculo final del proyecto de instalación de un ciclo de gas	65
Tabla 7-20: Cálculo de reducción de costes para la instalación del ciclo de gas	65

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

Tabla 7-21: Comparación económica entre las opciones nuclear y de ciclo combinado	66
Tabla 7-22: Comparación de emisiones entre combustibles	67

Cuadros

Cuadro 3-1: Diagrama básico de funcionamiento de una central nuclear convencional	4
Cuadro 3-2: Diagrama de las galerías del centro de almacenamiento Onkalo [31].....	9
Cuadro 4-1: Central nuclear flotante Akademik Locomosov	11
Cuadro 4-2: Diagrama de un reactor refrigerado con agua [38]	12
Cuadro 4-3: Diagrama de un reactor refrigerado con gas [38]	15
Cuadro 4-4: Diagrama de un reactor de neutrones rápidos [38]	16
Cuadro 4-5: Diagrama de un reactor de sales fundidas [38].....	18
Cuadro 4-6: Vista aérea de una planta ACP100 [45]	20
Cuadro 4-7: Sección de un edificio de contención con varios módulos del tipo NuScale [44].....	23
Cuadro 4-8: Sección de la vasija de contención de un reactor IRIS [45]	24
Cuadro 5-1: Esquema de un ciclo combinado de gas natural [57]	30
Cuadro 6-1: Localización de La Robla	34
Cuadro 6-2: Imagen aérea de la central térmica	35
Cuadro 6-3: Mapa de la población con las principales líneas de comunicación señaladas. La central térmica se indica en rojo.....	36
Cuadro 6-4: Modelado de vista aérea de la central (Realización propia)	38
Cuadro 6-5: Diagrama de la caldera del Grupo I [85]	40
Cuadro 6-6: Diagrama de la caldera del Grupo II [85]	43
Cuadro 7-1: Modelo de la central experimental Brest-OD-300 [91]	51
Cuadro 7-2: Vista aérea de un modelo de central formado por 12 unidades NuScale [87]	51
Cuadro 7-3: Vista de una central con seis reactores HTR-PM alimentando una turbina de gran potencia [92]	52
Cuadro 7-4: Vista aérea general de las nuevas instalaciones (Realización propia)	57
Cuadro 7-5: Detalle de los edificios centrales y la sala de reactores (Realización propia)	57
Cuadro 7-6: Diagrama de la instalación elegida[98]	59

Gráficos

Gráfico 3-1: Emisiones de las principales fuentes de energía eléctrica [7]	5
Gráfico 3-2: Decaimiento de la radiactividad de productos nucleares a lo largo del tiempo [9].....	6
Gráfico 3-3: Extracción de uranio en el mundo [13]	7
Gráfico 3-4: LCOE de las principales fuentes de energía	8
Gráfico 5-1: Evolución de la potencia de carbón instalada en España	28
Gráfico 5-2: Demanda de gas natural a lo largo del tiempo [61]	31
Gráfico 7-1: Temperatura de vapor de los reactores escogidos y las calderas de carbón	49

1 INTRODUCCIÓN

Hoy en día, una de las mayores preocupaciones políticas, sociales y económicas que nos afectan es el cambio climático. Las consecuencias del uso continuado de combustibles fósiles como fuente de energía están cada día más presentes en la forma de aumento de temperaturas, desastres naturales y cambios en los ecosistemas. Estos problemas son el efecto de las emisiones producidas al utilizar fuentes de energía fósiles (eg. carbón, petróleo), como son el dióxido de carbono (CO_2) y los óxidos nitrosos (NOX) que, además de ser nocivos en si mismos para algunos organismos, tienen otros efectos negativos de gran importancia como la debilitación de la capa de ozono y el aumento del efecto invernadero, principales causas de los citados cambios en el clima, con todas las consecuencias que ello acarrea.

Para combatir esta situación, el objetivo común de sociedades y gobiernos de todo el mundo es la transición hacia un modelo energético libre de emisiones nocivas, es decir, libre del uso de combustibles fósiles como fuente de energía. Debido a nuestra alta demanda de energía, y en especial a aquella obtenida a partir de combustibles fósiles, ya sea para usar el coche o para iluminar las ciudades, esta tarea requiere cambiar nuestro sistema de abastecimiento energético casi por completo, creando nuevos modelos de generación y de consumo.

Dos de los mayores problemas a los que debemos enfrentarnos para cumplir esta meta son el decidir qué vía vamos a adoptar para conseguir estos objetivos de producción, y qué hacer con toda la infraestructura energética con la que disponemos actualmente. El objetivo de este trabajo es mostrar una opción de solventar ambos problemas, utilizando para ello una de las fuentes de energía con más promesa para el futuro, la nuclear.

Desde sus inicios a mediados del siglo XX, la tecnología nuclear ha sido una de las mayores fuentes de energía eléctrica libre de emisiones y con una alta eficiencia. Durante ese tiempo, esta tecnología ha pasado por varias etapas de desarrollo conocidas como generaciones. Desde los reactores iniciales de la generación I, donde se ponían a prueba por primera vez los conceptos de generación energética utilizando energía de fisión nuclear, hasta los más avanzados y experimentales de las generaciones III+ y IV, cada avance presenta reactores más seguros y eficientes. Una de las tecnologías con más potencial de las nuevas generaciones, aún en periodo de perfeccionamiento y puesta a prueba a pequeña escala, son los reactores modulares SMR (*Small Modular Reactor*). Estos diseños tienen menor potencia que un reactor estándar (alcanzando los más grandes unos 300MW menos de la mitad que una unidad convencional, que suele llegar a los 1000MW), pero garantizan una mayor seguridad y facilidad de operación y mantenimiento al basar los sistemas de seguridad y control en elementos pasivos o remotos, por lo que las labores de funcionamiento son más simples y requieren de menos operarios para ser llevadas a cabo.

Además, este tipo de reactores presentan como otro de sus puntos fuertes el beneficio de poder fabricarse prácticamente de una pieza en una fábrica y ser transportados e instalados directamente en el emplazamiento definitivo de una manera mucho más sencilla, rápida y económica que el lento proceso de construcción y arranque de una central convencional. Todas estas características lo hacen un candidato viable para reemplazar las grandes calderas que producían la energía térmica de una central de

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

carbón convencional, dando una nueva vida a estas obras a la vez que se cumplen los objetivos ambientales, con los beneficios sociales y económicos adicionales que aporta a nivel tanto local como global el evitar el cierre de esa industria.

Pero la idea de mantener abiertas este tipo de instalaciones cambiando el combustible utilizado por otro, y sea por obtener un mayor rendimiento o por motivos medioambientales no es nueva, y se lleva utilizando desde hace ya bastante tiempo. Hasta ahora, esto se ha llevado a cabo principalmente utilizando combustibles alternativos al carbón como el gas natural o la biomasa. A pesar de que esta opción presenta mejoras en materia de emisiones con respecto al carbón, no dejan de ser combustibles fósiles cuya quema produce gases nocivos, algo que precisamente buscamos evitar al llevar a cabo estas obras. Sin embargo, este método de conversión es el preferido en muchas ocasiones por ser muy económico y simple debido, por ejemplo en el caso del gas natural, al bajo precio y a que, en lo que a cambios estructurales se refiere, se puede hacer o bien sustituyendo el sistema de la caldera o simplemente cambiando la alimentación de combustible (si el diseño de la caldera de carbón lo permite).

2 OBJETIVOS Y ALCANCE

Este trabajo busca estudiar la posibilidad de integrar la energía nuclear en el sector del reacondicionamiento de infraestructura energética. Para ello, se planteará la conversión de la central térmica de La Robla (León), clausurada en el año 2020 al no poder cumplir con los requisitos de emisiones manteniendo su rentabilidad, para que continúe su operación reemplazando las calderas de carbón por reactores nucleares de Generación IV (SMR), comparando esta opción con la conversión a un combustible más convencional, como es el gas natural.

Los objetivos planteados para llevar a cabo el estudio son los siguientes:

- Selección del reactor SMR que mejor se adapte a este tipo de proyectos, evaluando sus parámetros de funcionamiento, requerimientos estructurales y funcionalidad.
- Evaluación de los equipos y estructuras de la central, determinando cuáles son útiles y pueden ser mantenidos y cuáles no.
- Planteamiento de una configuración definitiva de las nuevas instalaciones y de su producción.
- Llevar a cabo una evaluación económica de la conversión, determinando un coste aproximado de la misma.
- Realización de un estudio ambiental de la nueva planta, comparándola con la instalación anterior.
- Planteamiento de una conversión alternativa que emplee gas natural como combustible, para que sirva como punto de comparación de aprovechamiento, coste e impacto ambiental.

El alcance del trabajo se limita a ofrecer una vista preliminar de las posibilidades del uso de SMR en este ámbito, no a plantear un proyecto completo. Las evaluaciones económicas desarrolladas en el trabajo se han realizado basándose en buena parte en estimaciones de diversas fuentes. Debido al nivel de error que se puede esperar en estas estimaciones, además de los posibles errores de cálculo, estas cifras se presentan únicamente para evaluar los órdenes de magnitud con los que nos podemos encontrar. Es por esto también por lo que no se realizarán estudios de rentabilidad, ya que el error esperable en ellos es prohibitivo.

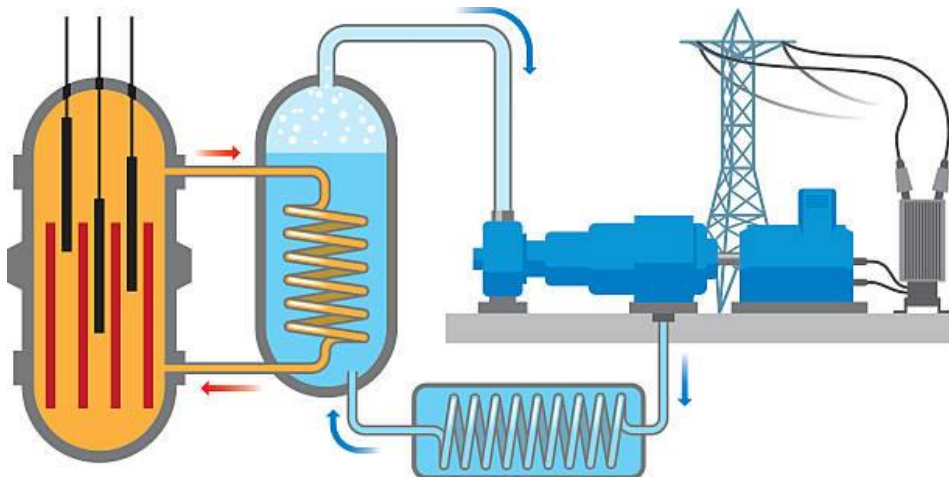
3 VISIÓN GENERAL DE LA ENERGÍA NUCLEAR

3.1 PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO

La tecnología de reactores nucleares tiene como objetivo la conversión de la energía producida por reacciones nucleares de fisión en energía aprovechable, ya sea en forma de energía térmica o eléctrica. El primer paso en este proceso es generar una reacción de fisión estable y autosostenida, lo cual se consigue en el interior de la vasija del reactor. Dentro de ella, se encuentra el combustible utilizado, formado por isótopos de elementos pesados susceptibles a reacciones de fisión, es decir, elementos con átomos cuyo núcleo, al ser alcanzado por un neutrón, es dividido en otros de menor peso atómico, liberando en esa reacción altas cantidades de energía y al menos dos neutrones libres con una alta energía interna (neutrones rápidos).

Dependiendo del tipo de combustible que se utilice y del diseño del reactor, puede ser necesario que esos neutrones rápidos generados en la generación anterior de reacciones sean moderados, reduciendo su energía pasando a ser neutrones térmicos. Esto se consigue haciendo chocar los a los neutrones rápidos con los núcleos de otro elemento, perdiendo éstos energía en cada choque. La regulación de energía neutrónica se denomina moderación, y la sustancia utilizada para ello moderador. Dependiendo del diseño del reactor, se pueden emplear distintos tipos de moderador.

Una vez hemos puesto en marcha la reacción de fisión en el interior de la vasija, hay que evacuar la energía térmica producida en su interior para que la estabilidad de la reacción no se pierda. Esta energía evacuada es la que es empleada de manera útil. Para llevar a cabo esta tarea, se hace fluir por el núcleo una sustancia conocida como refrigerante. Esta varía entre los distintos diseños, pero su función es siempre la misma. Al entrar en el núcleo, lo enfría, manteniendo el equilibrio en su interior y, al salir, extrae altas cantidades de energía térmica del núcleo, que será empleada en ese estado o convertida en energía eléctrica mediante turbinas de vapor.



Cuadro 3-1: Diagrama básico de funcionamiento de una central nuclear convencional

3.2 VENTAJAS, DESVENTAJAS Y SEGURIDAD

La principal ventaja del empleo de energía nuclear es que en los procesos de fisión se libera una gran cantidad de energía, por lo que solo necesitamos una pequeña cantidad de combustible para obtener grandes cantidades de energía útil. Por ejemplo, para

obtener 1000 kWh eléctricos, una central nuclear convencional requiere de unos 3 gramos [1] de combustible, cuando para generar esa misma cantidad de electricidad serían necesarias 512,5 kg de carbón o 210,4 m³ (unos 156,32 kg) de gas natural [2]. Además, el proceso de generación de energía en una planta nuclear produce sólo una pequeña cantidad de residuos, de los cuales ninguno son gases nocivos, aunque no hay que olvidar que otras actividades relacionadas con la obtención de energía nuclear, como la minería o el transporte sí que participan en la emisión de gases. Esto convierte a la energía nuclear en la única fuente de energía no renovable baja en emisiones que se puede utilizar como carga base en el mix eléctrico, convirtiéndola en un posible aliado de las renovables en la lucha por la descarbonización. Volviendo a la comparación anterior, para generar 1 kWh la central nuclear ha generado 3 mg de residuos [1][3], con una emisión de gases asociada a otros procesos de entre 30 y 60 gramos de CO₂ por kilovatio hora [4][5], mientras que el carbón y el gas han expulsado a la atmósfera entre 800 y 1000 gramos y unos 500 gramos de CO₂ respectivamente [6], sin tener en cuenta el residuo sólido en el caso del carbón. El rango en las mediciones se debe a las diferencias entre distintos procesos y diferencias en los combustibles.

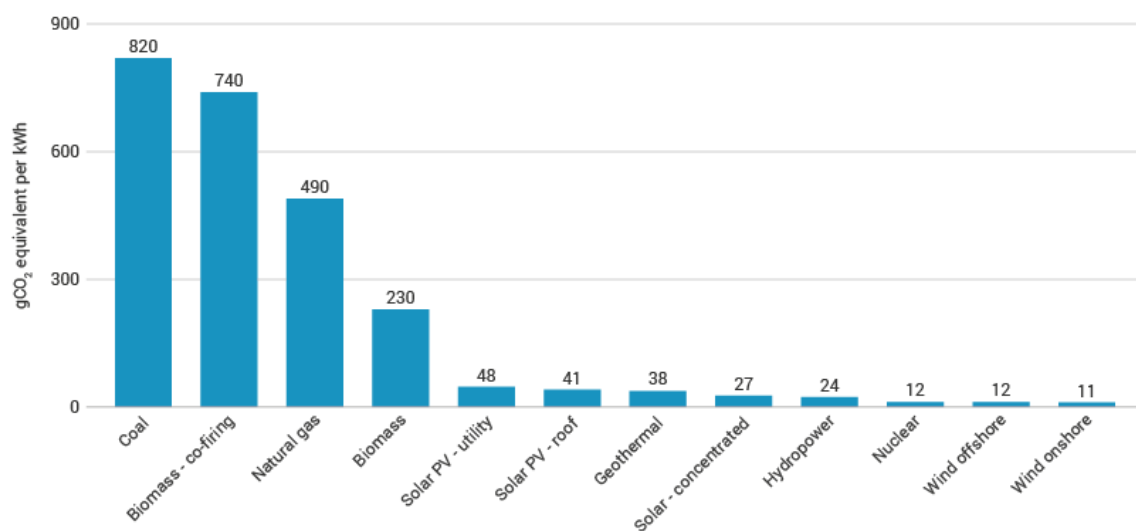


Gráfico 3-1: Emisiones de las principales fuentes de energía eléctrica [7]

Sin embargo, en lo que a técnica y procesos se refiere, la energía nuclear tiene dos grandes inconvenientes que hay que solucionar para que sea una fuente de energía viable: el tratamiento de residuos y la seguridad. Como ya se ha mencionado, la producción de energía nuclear produce muy pocos residuos comparados con otros modos de generación. Pero esos residuos son muy peligrosos, pudiendo producir desastres ambientales y humanitarios de gran escala si su tratamiento es inadecuado. El correcto manejo de los residuos nucleares es complejo y caro, elevando considerablemente los costes de la producción y, a pesar de que se tomen todas las medidas adecuadas, el peligro de esos materiales no desaparecerá durante mucho tiempo, ya que la principal solución es almacenarlos en lugares estables durante el tiempo que tardan en volverse estables, periodos que se encuentran en los miles de años (eg. 24000 años para el Pu-239 o 8500 años para el Cm-245) [8]. Se están estudiando nuevos métodos de tratamiento de los productos de desecho para reutilizarlos o convertirlos en materiales menos peligrosos, como la transmutación o el proceso de creación de MOX (óxidos mixtos, material nuclear con base de plutonio que

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

se podría utilizar en reactores de nuevas generaciones), pero hasta ahora ninguna de estas opciones están en fase experimental o de aplicación a pequeña escala.

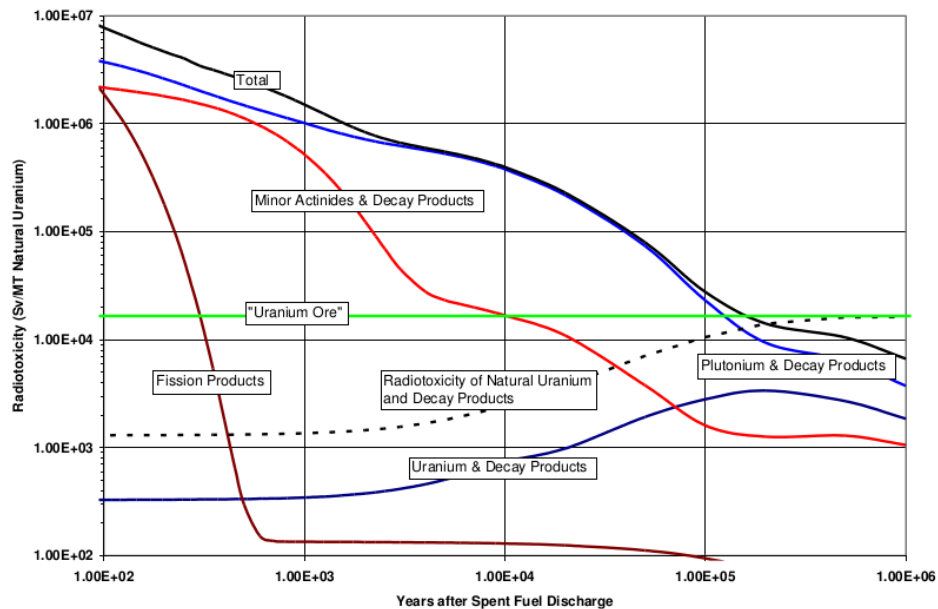


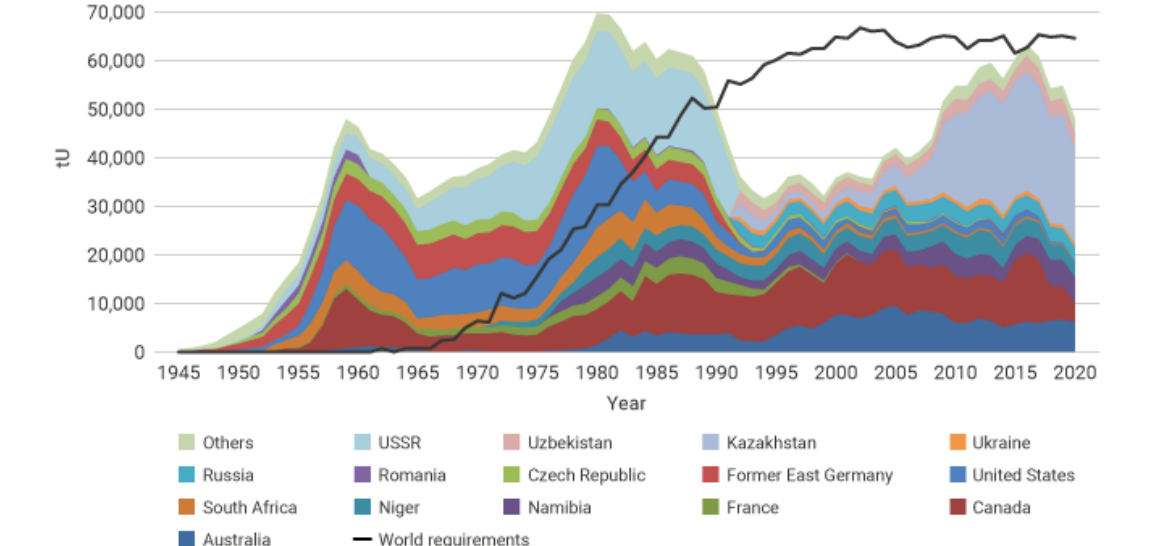
Gráfico 3-2: Decaimiento de la radiactividad de productos nucleares a lo largo del tiempo [9]

El otro gran inconveniente de la energía nuclear es la seguridad. Si se dan las condiciones adecuadas, la reacción de fisión se puede descontrollar ocasionando graves accidentes. Esto ha sucedido ya, en casos como Three Mile Island (EEUU, 1979) o Chernobyl (RSS de Ucrania, 1986). Para evitar que esto suceda, existen numerosas medidas de seguridad y protocolos de prevención y actuación en todas las centrales del mundo, con estándares cada vez más altos y mejores diseños y tecnología. Estos sistemas de seguridad pueden ser activos o pasivos. Los sistemas activos son elementos mecánicos o electrónicos que deben ser activados en caso de que ocurra un problema para que realicen su tarea. Uno de los principales son las barras de control, que son introducidas en el núcleo para parar la reacción. Sin embargo, estos sistemas corren riesgo de fallar a la hora de ser necesarios. Por esta razón, cada vez se implementan más sistemas de seguridad pasivos, que buscan llevar a cabo su función de manera autónoma, basándose en la reacción de los materiales constructivos, el combustible o el propio equilibrio de la reacción de fisión al darse ciertas condiciones en el reactor. Por ejemplo, en un reactor moderado por agua a presión (PWR) la producción de demasiado vapor en el núcleo provoca una caída de potencia.

Dentro de la categoría de seguridad también se encuentra la protección contra sabotajes y proliferación. Algunos subproductos de las centrales nucleares, como el plutonio-239 pueden ser utilizados para fabricar armamento, y las propias centrales pueden ser manipuladas o atacadas para provocar un accidente. Esto supone un problema muy grave de seguridad a nivel mundial, y se debe poner un gran empeño en que no se den este tipo de actividades. Para ello se emplean un gran número de recursos y personal.

En España, existe un extenso catálogo de leyes que regulan la actividad de las centrales nucleares, así como la prevención de accidentes, la respuesta en caso de peligro o el manejo de los residuos.

80,000



Al analizar la economía de la exportación nuclear vemos que, por lo general, se usa

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

otras fuentes como la solar o el viento onshore, con precios de entre 30 y 50 euros el MWh [15][19] lo que significa una baja rentabilidad económica en muchos casos.

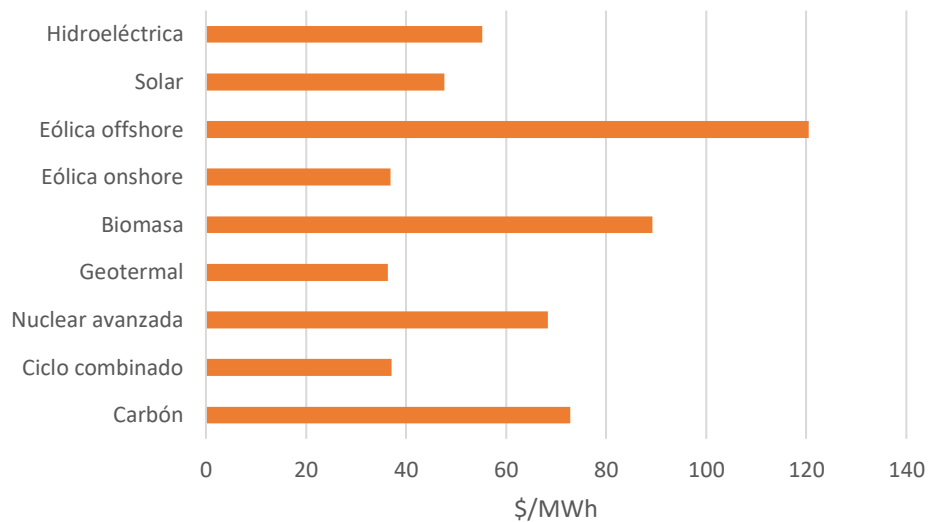


Gráfico 3-4: LCOE de las principales fuentes de energía

El coste de operación y mantenimiento es algo difícil de analizar, ya que estos datos varían dependiendo de la instalación, de su situación y del marco legal de ese momento. De acuerdo con los datos de la World Nuclear Association [14] estos costes se reparten aproximadamente de la siguiente manera:

Tabla 3-1: Distribución de los costes de operación y mantenimiento de una central nuclear

Combustible	20 %
Operación y mantenimiento	55 %
Impuestos	15 %

El problema a la hora de evaluar el peso del combustible en el precio final de la energía nuclear es que, a pesar de que el material utilizado en las centrales nucleares tiene un precio bastante elevado (1390 \$/kg para el combustible adecuadamente enriquecido), el hecho de que se necesite poco combustible para alimentar el proceso hace que la compra de este represente alrededor del 14% de los costes de operación de la central. Sin embargo, como se ha indicado antes, el precio del tratamiento de los residuos generados es muy elevado. Al tener en cuenta el pretratamiento del material y las tasas de costear los procesos finales del ciclo, este porcentaje aumenta considerablemente, pudiendo llegar al 34% del precio total de operación de la planta [14].

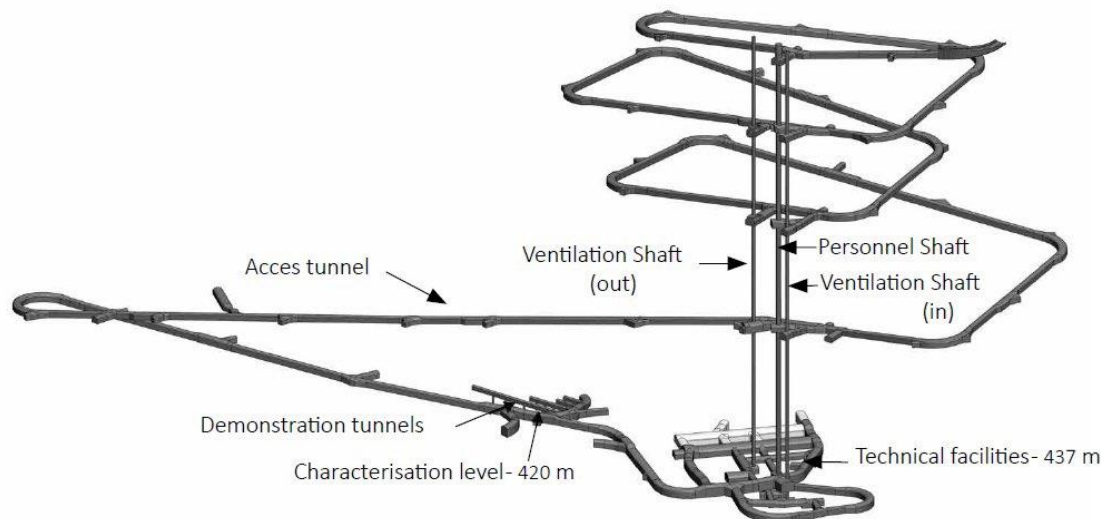
3.4 ESTADO ACTUAL DE LA ENERGÍA NUCLEAR EN ESPAÑA Y EN EL MUNDO.

Actualmente, la energía nuclear tiene un gran peso en el mercado energético nacional y mundial. En España, los siete reactores conectados a la red representan el 6,5% de la potencia instalada, 7400 MWe [20], algo que es muy engañoso, ya que en cuanto a energía producida el parque nuclear español suministra alrededor del 20% del total, entre 55000 y 60000 GWh al año [21]. Esto se debe a que los reactores rara vez se paran salvo para labores de recarga o mantenimiento, por lo que su factor de carga es muy elevado, de un 90 % a lo largo de un año, en comparación con 40% de la eólica o 30% de la solar [22].

En cuanto a la producción global, la situación varía según la política adoptada por cada país. En casos como Francia, Suecia o los Estados Unidos, donde la inversión en este tipo de energía ha sido alta, podemos ver altos niveles de generación, que representan el 70% del total en el caso de Francia, 40% en Suecia y 20% en los Estados Unidos [23–25].

Si tomamos toda la producción mundial, tenemos que hay actualmente 445 reactores en funcionamiento, con 50 en construcción, produciendo 2550 TWh al año, lo que supone un 10% de la energía eléctrica consumida en todo el mundo, más que la solar y la eólica combinadas.[26][27]

A pesar de esto, la política y la opinión pública globales se sitúan actualmente en contra de esta tecnología. Las razones principales son los ya mencionados problemas relacionados con la seguridad y con los residuos. La operación, mantenimiento y desmantelamiento de las centrales nucleares genera grandes cantidades de residuos. La gran parte (97%) de ellos son residuos de baja y media actividad [11]. Este tipo de residuos se almacenan en instalaciones como la de El Cabril [28], y suponen únicamente el 5% de toda la reactividad existente en los residuos nucleares. El 95% restante corresponde a los residuos de alta actividad, principalmente combustible gastado de las centrales nucleares. En el mundo, hay 250000 toneladas de residuos de alta actividad en almacenamiento temporal [29], la mayoría de los cuales se encuentran en las piscinas de las propias centrales nucleares, o en instalaciones de Almacenamiento Temporal Centralizado (ATC) como el centro Habog, en Países Bajos. Si bien es cierto que, hoy en día, no existe ninguna instalación en funcionamiento para el tratamiento definitivo de este tipo de residuos, operaciones de almacenamiento como la de Onkalo en Finlandia, que estará lista en 2025, sumado a los ya mencionados métodos de “reciclaje” y tratamiento de residuos que se abrirán con la nueva generación de reactores, se presentan como soluciones a este problema [11][12][30].



Cuadro 3-2: Diagrama de las galerías del centro de almacenamiento Onkalo [31]

El rechazo social, sumado a los altos costes de este tipo de tecnología comparada con otras opciones, han llevado a una disminución en la inversión, con las consecuencias que ello conlleva. Como se puede ver en la gráfica, el número de reactores nucleares en construcción se ha visto reducido de manera abrupta, especialmente a raíz del accidente nuclear de Chernóbil. Esta tendencia ha afectado duramente al parque nuclear español,

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

cancelándose los proyectos nucleares que existían en los 80, y limitándose los dueños de las centrales a su mantenimiento hasta que las licencias expiren. Todo esto se traduce en un parque nuclear formado por centrales relativamente viejas (las centrales más modernas, las de Vandellós II y Trillo, comenzaron su operación en el año 1988) a las que, sin tener en cuenta ampliaciones de licencia, se calcula que les queda una vida útil de menos de 25 años [32][33].

4 SMR

Los pequeños reactores modulares (SMR por sus siglas en inglés) son un tipo de reactores que se caracterizan por tener una potencia inferior a los 300MW eléctricos y por estar contruidos por secciones modulares [34]. Éstos utilizan tecnologías de funcionamiento variadas, pertenecientes a las últimas generaciones de reactores nucleares, como los reactores de sales fundidas (MSR) o los reactores rápidos (FNR). Los SMR se encuentran en fase de estudio, obtención de licencias y puesta en práctica, pero su reducido diseño y su modularidad, sumadas a las ventajas que ofrecen por ser diseños de Generación III+ y IV en materia de eficiencia, longevidad y funcionalidad los convierte en una de las tecnologías que más opciones puede ofrecer de cara a el proceso de reconversión y rejuvenecimiento del sector energético [35].

El disponer de reactores con un montaje modular reduce en gran medida la dificultad y los tiempos de construcción de una central nuclear (de 6-8 años a 3-4 años). En lugar de tener un único reactor de gran tamaño, esta tecnología ofrece la posibilidad de combinar varios núcleos de menor potencia para obtener la misma cantidad de energía. Esta opción tendría (en algunos casos) un rendimiento menor al reducirse la eficiencia del núcleo a la vez que su tamaño. Sin embargo, ofrece ventajas en seguridad, operación, versatilidad y mantenimiento. El disponer de pequeños módulos permite continuar con la operación del resto en caso de que uno necesite ser detenido por tareas de mantenimiento, en caso de fallo, o en caso de que se requiera la energía obtenida en él para otras tareas que no sean la generación de energía eléctrica, facilitando su uso en tareas de cogeneración. Además, los reactores modulares prometen ser más seguros que los de gran tamaño al aprovecharse de elementos de seguridad de mayor efectividad, y habiendo un riesgo menor en caso de accidente en alguna de las unidades [36][37].

La modularidad de los componentes de la central también nos permite transportar estos elementos a lugares remotos, pudiendo así montar reactores de baja potencia de manera rápida y segura que posibilita abastecer a regiones aisladas de manera eficiente, al tener periodos de recarga bastante largos. Es el caso de Rusia, donde la central flotante Akademik Locomosov se está utilizando desde el 2019 para suministrar 75 MWe de energía eléctrica a las comunidades del norte de Siberia.



Cuadro 4-1: Central nuclear flotante Akademik Locomosov

Otra opción que nos dan su tamaño y su particular modo de construcción es precisamente el tema de este trabajo: usar esta tecnología como sustitución de las

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

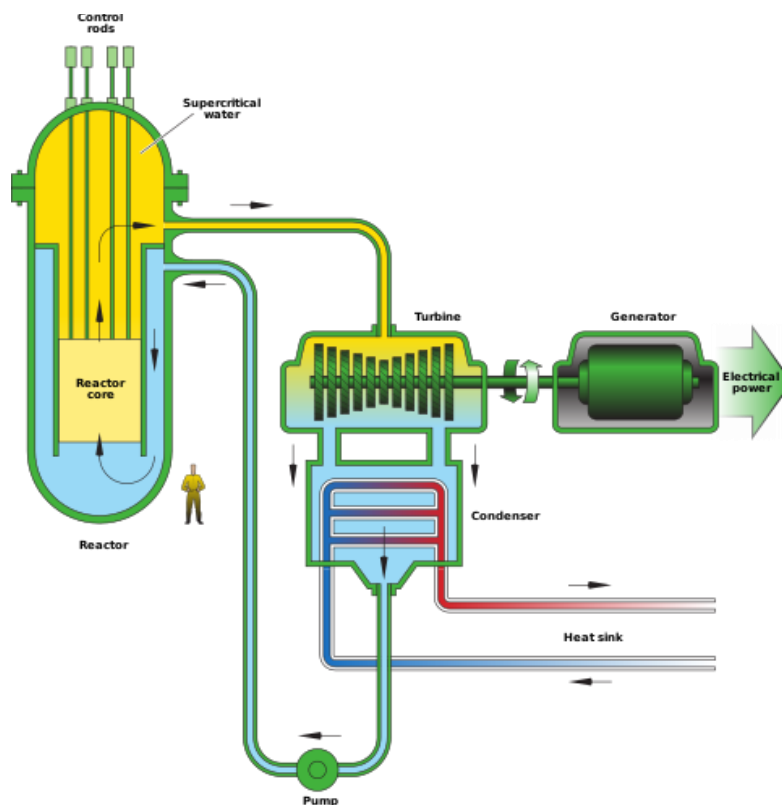
fuentes de energía térmica en centrales de carbón o gas, dentro del marco de reacondicionamiento energético para reducir las emisiones de gases nocivos. Este punto se desarrollará más en profundidad a lo largo del trabajo.

4.1 CLASIFICACIÓN DE REACTORES SMR

La principal clasificación entre los distintos SMR, al igual que en los reactores convencionales, se hace en función de su modo de operación y de su diseño. En general, los SMR se tratan de versiones de tamaño reducido de tecnologías de operación de reactores a gran escala de Generación III+ y IV, con algunas modificaciones en el diseño para incluir nuevas medidas de seguridad y adaptarlos al proceso de construcción modular. A continuación se presentan los distintos tipos, incluyendo como ejemplos los más representativos o importantes de cada grupo con sus principales características [36].

4.1.1 Reactores refrigerados por agua

Los reactores refrigerados por agua se encuentran dentro de la categoría de reactores térmicos, así denominada porque éstos requieren de neutrones térmicos para su funcionamiento. La característica distintiva de los reactores refrigerados por agua es que utiliza agua, ligera o pesada, para cumplir tanto con la tarea de moderación de los neutrones rápidos como de refrigerante del reactor. Al desempeñar ambas tareas, esenciales para su correcto funcionamiento, es primordial que este agua se mueva de manera fiable y constante por el interior de la vasija, bien de manera forzada (bombas) o natural (convección). Los reactores refrigerados por agua.



Cuadro 4-2: Diagrama de un reactor refrigerado con agua [38]

Este tipo de SMR tienen una gran ventaja, y es que basa su diseño en una de las tecnologías nucleares mejor estudiadas y desarrolladas, los reactores refrigerados por

agua de gran tamaño, como pueden ser los reactores de agua ligera (LWR), ya sea a presión (PWR) o en ebullición (BWR), o los reactores moderados por agua pesada a presión (PHWR) (39, 40). Los reactores refrigerados por agua representan la mayor parte de las centrales nucleares de generación energética desde su inicio en los años 50, suponiendo el 66% (297 reactores) del total de reactores en el mundo [26]. Esto garantiza unos estándares de confianza y seguridad muy altos en este tipo de diseños.

Ejemplos

4.1.1.1 BWRX-300

El BWRX-300 es un reactor de agua en ebullición con un diseño simple basado en la seguridad y la flexibilidad, que aumenta su competitividad con otras centrales de generación eléctrica. Su diseño permite ser utilizado tanto para dar una carga base de 290 MWe como para ajustarse a las demandas de la red, pudiendo ajustarse en un rango del 50 al 100% de su capacidad nominal a un cambio de 0,5% al minuto. El diseño simple está pensado para optimizar las labores de construcción, operación, mantenimiento y desmantelamiento. Esto tiene como beneficio añadido una reducción en la huella de las instalaciones de la central, ocupando un área de 4,76 hectáreas incluyendo los edificios de control, almacenes y parking.

4.1.1.2 ACP-100

El APC100 es un reactor LWR de poca potencia diseñado por la China National Nuclear Corporation. Sus principales características son el uso de medidas de seguridad pasivas y en un diseño que incluye la instalación de los principales componentes del circuito, como los generadores de vapor y el presurizador, en el interior de la vasija presurizada, lo que simplifica el transporte y el montaje del reactor. Como otros LWR, utiliza uranio enriquecido como combustible, con un periodo de recarga de 24 meses. El principal objetivo del ACP100 es proporcionar tanto electricidad como calefacción a emplazamientos remotos. Se considera que una sola unidad de 385 MWt / 125 MWe es suficiente como para proporcionar este servicio, por lo que las plantas están diseñadas alrededor de una sola unidad, priorizando la funcionalidad y el uso del menor espacio posible. El diseño final de una planta de este tipo está cerca de completarse y se está planeando la construcción del primer prototipo.

4.1.1.3 IRIS

Este diseño de reactor comparte con el ACP100 un diseño basado en la simplicidad, incluyendo en la vasija presurizada los componentes del circuito primario y utilizando sistemas de seguridad pasivos. Está previsto que el reactor pueda suministrar una carga nominal de 335 MWe durante ciclos de 3 a 3,5 años, con una recarga de la mitad del núcleo para mejorar el uso del combustible. Gracias a su diseño compacto, el espacio necesario para los elementos de contención es muy reducido en comparación con el de otros diseños. Debido a los sistemas de seguridad autónomos y pasivos, y a los largos periodos de mantenimiento y recarga, se espera que el IRIS alcance valores de factor de carga del 95% con una plantilla reducida. Esto, sumado al desarrollo de sistemas de control que pueden supervisar múltiples unidades al mismo tiempo, hace que los costes de operación y mantenimiento sean potencialmente muy reducidos con respecto a diseños convencionales.

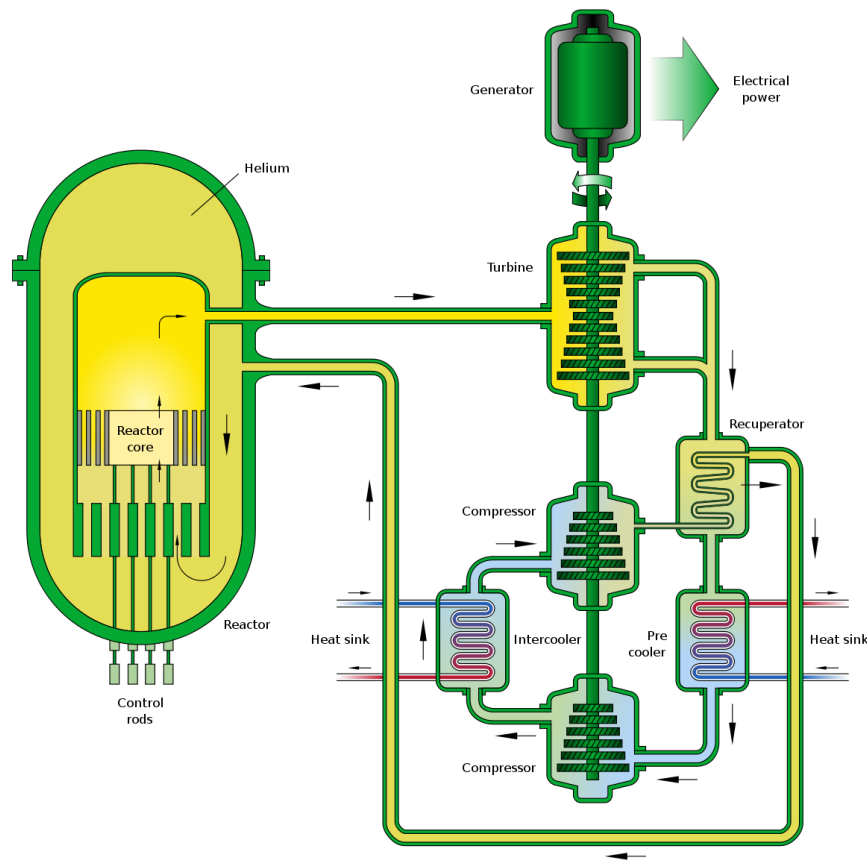
Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

4.1.1.4 NuScale

El *NuScale Power Module* (NPM) es un diseño de reactor PWR de baja potencia (60 MWe) alimentado con uranio enriquecido. La principal característica de este reactor es la posibilidad de contar con hasta doce unidades integrales (es decir, que contienen tanto el núcleo como los generadores de vapor) en una misma instalación, todas ellas operadas desde una misma sala de control, alcanzando una potencia de 720 MWe. Los NPM se colocan en una piscina principal, que los refrigera utilizando la convección natural del agua para disipar el calor. Disponer de la energía en pequeños módulos permite distribuirla más fácilmente en función de lo que se necesite en un momento dado. Los módulos pueden utilizarse para suministrar electricidad, agua caliente para calefacción o incluso apagarse si la demanda cae por debajo de cierto nivel. El diseño en pequeñas unidades también facilita las tareas de mantenimiento y recarga, ya que una o parte de las unidades se puede desacoplar sin suponer una pérdida total de la potencia de la planta.

4.1.2 Reactores de alta temperatura refrigerados por gas

Este tipo de reactores, al igual que los refrigerados por agua, se encuentra dentro de la categoría de reactores de neutrones térmicos. Sin embargo, a diferencia de los anteriores, los reactores de tipo HTGC (*High Temperature Gas Cooled*) utilizan un gas estable (generalmente helio) como refrigerante del núcleo y vector energético, y pesados bloques de grafito como moderador de los neutrones. Una de las principales cualidades de este tipo de reactores es, como su nombre indica, la capacidad para producir energía térmica en forma de vapor a alta temperatura. Esta gran cantidad de calor resulta muy útil por su versatilidad, ya que se puede emplear tanto para procesos industriales como para plantas de desalinización o hidrólisis, o para redes de calefacción y agua sanitaria. [41]



Cuadro 4-3: Diagrama de un reactor refrigerado con gas [38]

Ejemplos

4.1.2.1 GT-MHR

El GT-MHR es un reactor refrigerado por helio y moderado con grafito, que está alimentado con uranio de bajo enriquecimiento (otras variantes, como plutonio, ha sido estudiadas pero no están siendo desarrolladas) y que puede producir 288 MWe. Este diseño permite no solo utilizar el gas a altas temperaturas (de 490°C a 850°C) en ciclos termodinámicos convencionales como turbinas de vapor o para usos industriales, sino también para alimentar un ciclo de gas Brayton, con lo que obtiene electricidad de manera más eficiente, alcanzando un 48% de eficiencia eléctrica. De manera similar a otros diseños de SMR, estos módulos utilizan principios de seguridad pasivos para poder controlar cualquier situación de riesgo.

4.1.2.2 HTR-PM

Este diseño es similar al HTR-PM. Se trata de un reactor experimental usado para demostrar las capacidades de los refrigerados con gas. Presenta un sistema de combustible basado en esferas multicapa con un núcleo de uranio enriquecido. Las esferas permiten establecer una alimentación continua del reactor, introduciendo combustible nuevo a medida que se necesite y retirando el antiguo en cuanto se gaste. Este sistema de combustible tiene dos grandes beneficios. Por un lado, permite que el combustible se aproveche de manera más eficiente a la vez que se aumenta la seguridad al disminuirse la radiactividad del material que se encuentra en el núcleo en un momento dado. Por otro, la composición de las capas externas (compuestos de silicio)

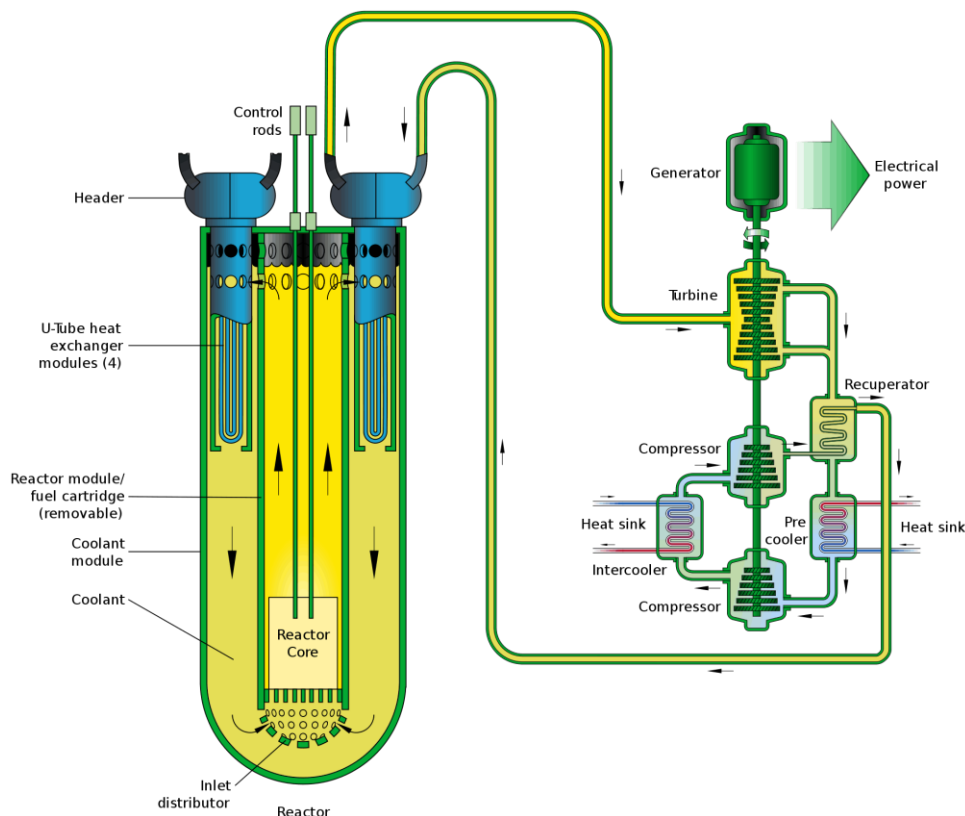
Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

aumentan la seguridad en el reactor ya que, en caso de fallo de refrigeración, pueden aguantar temperaturas de hasta 1600 °C sin que su integridad se vea afectada, conteniendo en su interior el material radiactivo para su eliminación.

El HTR-PM es un reactor que está diseñado con la idea de conectarse varias unidades de 200 MW a una única turbina de vapor similar a las que podemos ver en las centrales térmicas convencionales en un espacio algo menor a lo que ocuparía una central con un reactor PWR convencional y a una fracción del precio. Por ello, es un candidato ideal a la hora de evaluar proyectos de conversión de infraestructura energética.

4.1.3 Reactores de neutrones rápidos

En esta categoría de reactores se encuentran aquellos reactores que utilizan neutrones rápidos de alta energía para llevar a cabo la reacción de fisión. Dentro de esta familia de SMR, podemos encontrar diferentes diseños de reactores, que presentan variaciones en su estructura y características, así como utilizan diversos elementos refrigerantes como gases inertes, sodio, o aleaciones de plomo y plomo-bismuto.



Cuadro 4-4: Diagrama de un reactor de neutrones rápidos [38]

Los reactores de neutrones rápidos, ya sea en la forma de reactores de gran tamaño o SMRs, son una de las tecnologías nucleares que más interés atraen. Esto se debe a que su uso de neutrones rápidos les da una gran versatilidad, con funciones que van más allá de la de ser utilizados como fuentes de energía eléctrica. Los reactores rápidos pueden ser empleados como reactores reproductores o para incinerar material nuclear gastado de alta reactividad. El objetivo de ambos procesos es distinto: en un caso el de generar material fisible que se pueda utilizar como combustible, y en el otro el de “descomponer” los residuos radiactivos de alta actividad, muy peligrosos, en otros más

seguros de manejar y con un periodo de estabilización muy inferior. Pero estas dos tareas tienen una gran repercusión en el presente y el futuro de la energía nuclear, al darnos una manera más de obtener combustible y una nueva salida al problema del tratamiento de los residuos nucleares respectivamente. [42]

Ejemplos

4.1.3.1 Brest-OD-300

El Brest-OD-300 es un reactor de neutrones rápidos refrigerado con plomo líquido diseñado por la Federación Rusa que dispone de una potencia eléctrica de 300 MWe. Se trata de un modelo experimental cuyo objetivo es demostrar el funcionamiento de esta tecnología y lleva a cabo las pruebas necesarias para comprobar su viabilidad como reactor comercial. El Brest-OD-300 utiliza a su favor las propiedades del plomo como refrigerante, tales como su alto punto de ebullición y su densidad para garantizar un alto nivel de seguridad.

Uno de los objetivos más importantes de este diseño es poner en práctica el concepto de central con un ciclo de combustible cerrado, con una reproducción total del combustible durante el funcionamiento del núcleo. De este modo se puede conseguir que, tras un periodo inicial de puesta en marcha en el que se emplea como combustible nitratos de uranio mezclados con plutonio, el reactor utiliza sus propios productos de fisión para funcionar, tras un proceso de purificación de los mismos. Se espera que la primera de estas unidades experimentales se ponga en marcha en el 2026.

4.1.3.2 Toshiba 4S

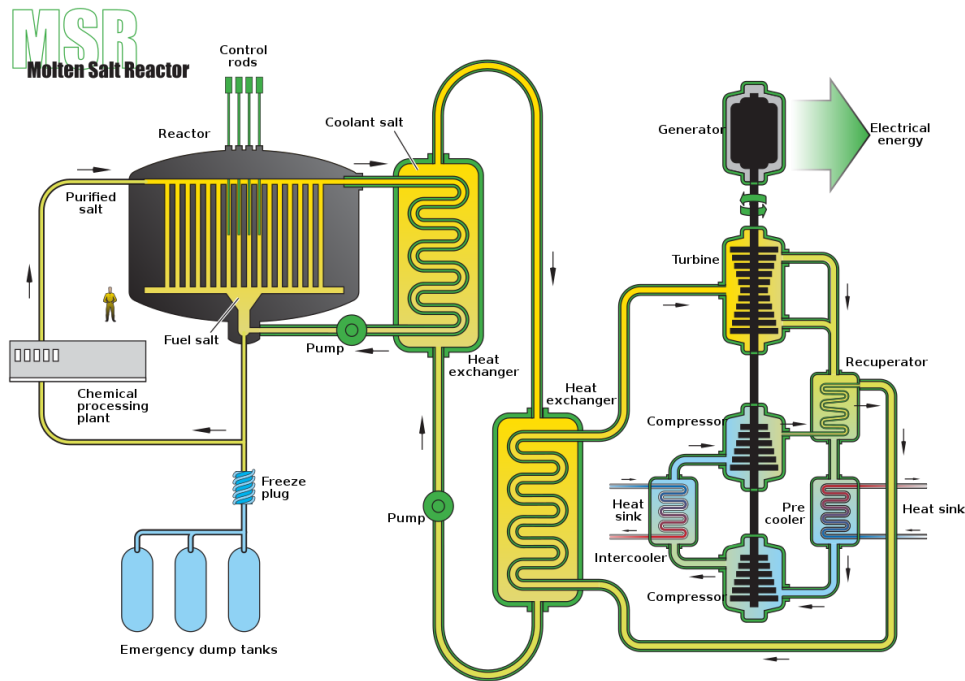
La principal función del Toshiba 4S (*Super Small Safe and Simple*) es utilizar los nuevos conocimientos en tecnología nuclear para crear un diseño seguro, eficiente y económico, que demuestre las posibilidades de los nuevos reactores mejorando así la aceptación pública del despliegue de esta fuente de energía. Para conseguirlo, prioriza la mitigación de riesgos en caso de accidente con sistemas pasivos y redundantes, y un gran énfasis en el confinamiento de los materiales peligrosos en caso de accidente. El objetivo final de esto es eliminar la necesidad de evacuación como medida de seguridad en caso de peligro.

En cuanto a su operación, el 4S es un reactor rápido no reproductor, lo que significa que tiene un ciclo de combustible abierto similar a los de los reactores actuales. Está diseñado para generar 10 MWe para abastecer zonas aisladas o grandes áreas industriales durante una vida útil de entre 30 y 60 años sin periodos de recarga, lo cual facilita el montaje y desmantelamiento, reduce costes de operación y favorece la no-proliferación.

4.1.4 Reactores de sales fundidas

Este tipo de reactores tienen como principal característica el uso de sales fundidas como refrigerante, en la cual puede ir integrado el propio combustible. Este tipo de reactores opera a una mayor temperatura que los refrigerados con agua, pero a menores presiones, reduciendo el estrés sufrido por la estructura. Estos parámetros de operación convierten a los reactores de sales fundidas en uno de los modelos más versátiles, manteniendo un alto nivel de seguridad.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético



Cuadro 4-5: Diagrama de un reactor de sales fundidas [38]

La capacidad de estos reactores de utilizar combustible disuelto en las sales elimina la necesidad de fabricación de combustible sólido, con la reducción en coste y equipamiento asociado a ello. Además, este tipo de reactores tiene características como la posibilidad de operar con un ciclo de torio-uranio, o de configurarse como reactores “incineradores” de residuos o como reactores reproductores. Todas esto lo convierte en uno de los diseños más buscados y versátiles, ya que su operación permitiría aumentar considerablemente los recursos nucleares disponibles a la vez que abre nuevas posibilidades con relación al tratamiento de los residuos generados en las centrales nucleares. [43]

Ejemplos

4.1.4.1 Fuji MSR

El Fuji MSR está diseñado para aprovechar todos los beneficios de la tecnología de reactores de sales fundidas a su máximo potencial. En materia de seguridad, las bajas presiones alcanzables por la estabilidad de las sales a alta temperatura hacen desaparecer el riesgo de explosión o fusión del núcleo en caso de accidente, por lo que no se requieren equipos de evacuación del calor adicionales.

Este reactor también aprovecha las posibilidades que ofrecen las sales fundidas en materia de combustible. Su diseño le permite operar utilizando el ciclo del torio como fuente de energía de fisión, por lo que puede alcanzar un ciclo de combustible autosostenido con un factor de conversión de 1. Esto quiere decir que, la reacción de fisión se puede mantener constante siempre que el nivel de torio en las sales sea el adecuado, con una generación de residuos como plutonio o actínidos mucho menor que los reactores de agua convencionales. El reactor Fuji se puede configurar de diversas maneras además de para producción eléctrica (200 MWe). También se puede utilizar como fuente de energía térmica o, más importante, para transmutar residuos peligrosos

de fisión, tanto generados durante su ciclo como los que son productos de centrales convencionales.

4.1.4.2 SSR-W300

El *Stable Salt Reactor Wasteburner* es un reactor de diseño peculiar que busca tener un alto rendimiento económico a la vez que lidia con uno de los mayores problemas de la energía nuclear. Lo que hace para conseguir ambas cosas es tener la capacidad de utilizar como combustible plutonio (obtenido como residuo del funcionamiento de los reactores convencionales y adecuadamente tratado) disuelto en sales cloradas, convirtiendo así uno de los materiales más peligrosos del sector nuclear desde un punto de vista radiológico en productos de fisión de vida relativamente corta, especialmente al compararlos con los materiales destruidos, con lo que se reduce la inversión necesaria en el tratamiento de residuos. Este sistema tiene como beneficio añadido la capacidad de recarga del reactor de manera constante y segura, al poderse alterar el estado de las sales en cualquier momento. El uso de plutonio como fuente de energía supone además que los costes de combustible son potencialmente negativos, al estar ofreciendo un servicio de tratamiento de residuos peligrosos de los que la mayoría de entidades se quiere deshacer.

Al usar plutonio como combustible, tenemos un gran beneficio en seguridad, y es que los materiales almacenados en la central a la espera de ser transportados a almacenamientos permanentes son mucho menos peligrosos que los de una central convencional.

La otra peculiaridad es el uso que el reactor hace del calor obtenido en el núcleo. En lugar de utilizarse directamente para generar vapor, el calor pasa a un sistema secundario de sales nitradas, que se pueden almacenar para generar vapor cuando sea necesario. Gracias a esto, este reactor puede utilizarse para satisfacer picos de demanda elevados de hasta 900 MWe sin sacrificar su potencia nominal como carga base de 300 MWe al no tener que operar a media potencia el resto del tiempo.

4.1.5 Micro-reactores

Los micro-reactores hacen referencia a una serie de modelos de reactor de distinto tipo, pero que comparten la característica de tener unas dimensiones y potencias muy reducidas (entre 100 y 1.5 MW), incluso al comparlas con el resto de SMRs. Esta tecnología supone ir más allá en el uso de reactores pequeños como fuente limpia de energía libre de emisiones en zonas remotas gracias a su bajo coste y facilidad de instalación y operación.

4.1.5.1 U-Battery

El *U-Battery* es un reactor refrigerado por gas que alcanza una producción eléctrica de sólo 4 MWe. Está diseñado para suministrar energía eléctrica y térmica a lugares de difícil acceso o a focos de demanda como industria pesada o minería. La idea es aprovechar el reactor simple y compacto junto a un diseño de instalaciones fácil de construir y elementos de apoyo adaptables que se puedan desplegar y desmontar con rapidez allí donde se necesiten. De este modo, equipamiento como el necesario durante las tareas de carga del reactor puede ser utilizado para mantener distintas unidades, moviéndolo a donde sea necesario, reduciendo los costes totales y el mantenimiento necesario de cada central.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

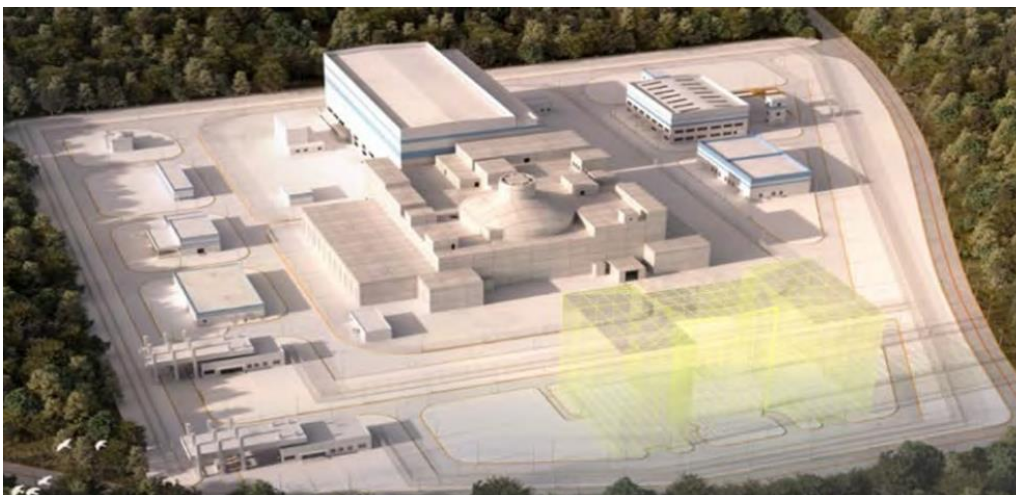
4.1.5.2 Aurora

El reactor Aurora es un diseño basado en la tecnología de reactores rápidos refrigerados con metales fundidos. Es el reactor comercial de menor potencia que ha llegado al nivel de diseño, con una producción de 1,5 MWe. Su principal objetivo es utilizar los beneficios de la reducción de escala para suministrar energía a nivel de microred de manera segura, limpia y eficiente, utilizando para ello uranio de bajo enriquecimiento que se puede obtener a partir del tratamiento de residuos nucleares producidos en centrales convencionales. Este reactor está diseñado para funcionar durante toda su vida útil, unos 20 años, sin necesidad de recarga, por lo que el riesgo radiológico es mínimo. A esto hay que sumar un diseño basado en convección natural y seguridad pasiva, reduciendo el número de posibles fallos de funcionamiento.

4.2 ELEMENTOS CONSTRUCTIVOS

Los reactores por si mismos no son de gran utilidad, sirviendo únicamente como grandes y peligrosos generadores de vapor. Para poder obtener energía, se necesitan distintos elementos de control, manejo y seguridad, además del resto de componentes del ciclo de generación de energía eléctrica que, junto al reactor en sí, conforman la central. Excluyendo los elementos de seguridad, que se presentarán más adelante, el resto de los equipos requeridos y su disposición son muy similares entre la mayoría de reactores, y por lo general siguen el esquema utilizado en las centrales de gran tamaño, aunque algunos presentan características propias.

Las centrales nucleares se componen de dos zonas, la isla nuclear y la isla convencional. La isla nuclear es donde se encuentra el reactor, los equipos del circuito primario y los sistemas de seguridad. La configuración de la isla nuclear varía en función del diseño del reactor utilizado, pero siempre está formada por estructuras muy reforzadas de gran resistencia (edificios de contención), al ser donde se encuentran los materiales peligrosos. En centrales como la del reactor NuScale, la isla nuclear está formada por un gran edificio de contención en cuyo interior se encuentran dos piscinas (una para el combustible y material gastado y otra para los reactores) además de los generadores de vapor y elementos auxiliares como grúas y elementos de control [44]. Para otros diseños más cercanos a los convencionales, como es el caso del ACP100, la isla nuclear está dividida en secciones semi-aisladas reforzadas tal y como se puede ver en la figura. [36]



Cuadro 4-6: Vista aérea de una planta ACP100 [45]

Los elementos que se encuentran en la isla nuclear son los siguientes:

- **Reactor:** Es el elemento principal de la planta, y se encuentra en el edificio más reforzado. En su interior se genera calor a partir de las reacciones de fisión del combustible. Alrededor de él se disponen el resto de los equipos de la central.
- **Generadores de vapor:** En ellos el calor del reactor se utiliza para calentar el agua del circuito secundario. Dependiendo del diseño, puede variar su número y su ubicación, pudiendo estar en el interior de la vasija del reactor o colocados a su alrededor, aunque algunos modelos, como los reactores de sales fundidas, no los tienen.
- **Presurizador:** Se encarga de mantener la presión en el circuito de agua en los reactores de agua (y en algunos refrigerados con gas). Al igual que los generadores de vapor, su número y ubicación cambia según el diseño.
- **Bombas de alimentación:** Las bombas se encargan de mover el fluido refrigerante, ya sea agua, aire o sales, por el núcleo, controlando la temperatura en su interior evacuando el calor. Algunos diseños consiguen este flujo de manera natural, sin necesidad de forzarlo con bombas.
- **Almacenamiento de material radiactivo:** Dentro de la isla nuclear también se encuentra el combustible para la siguiente recarga y el material gastado. Este último se suele almacenar en piscinas adyacentes a la sala del reactor, donde permanecerá hasta su transporte a almacenamiento definitivo u otro tratamiento.

En la isla convencional, se encuentran los equipos del ciclo termodinámico y de apoyo. Estos están dispuestos en edificios o estructuras cercanas a la isla nuclear colocadas para optimizar el espacio y mejorar el funcionamiento y operación de la central. Las centrales necesitan, además, estructuras logísticas propias para asegurar una buena y fiable conexión con el exterior.

En la isla convencional y estructuras logísticas encontramos lo siguiente:

- **Turbinas de vapor:** Suelen estar en un edificio particular, montadas junto a los generadores. Pueden tener un único módulo o estar divididas en dos cuerpos, uno de alta y otro de baja presión.
- **Generadores:** Convierten la energía mecánica de las turbinas en corriente alterna trifásica.
- **Condensador:** El condensador elimina el calor restante en el fluido del circuito secundario y lo transfiere al sistema de refrigeración. En los reactores de agua, este proceso la condensa antes de volver a los generadores de vapor.
- **Sistema de alimentación del circuito secundario:** Este mantiene el fluido del circuito secundario en las condiciones adecuadas de presión y velocidad de movimiento.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

- **Sistema de refrigeración:** La función del circuito de refrigeración es eliminar el calor transferido en el condensador liberándolo en un sumidero final, como puede ser el aire (con una chimenea) o una masa de agua cercana.
- **Sistemas de control e instrumentación:** Todos los equipos de la central cuentan con elementos de medida y de control para su manejo. Para garantizar una operación correcta del reactor todos estos sistemas de control, junto con los sistemas de seguridad de la central nuclear, están conectados a la sala de control.

Desde allí, se llevan a cabo las tareas de operación de todos los equipos de la central durante el funcionamiento normal de la misma y, en caso de emergencia, también de los sistemas de seguridad. Los sensores y equipos de manejo están instalados por duplicado, para aumentar la seguridad, y conectados a un sistema informático que recoge y gestiona todos los datos. Existe otra sala de control secundaria desde la que se puede controlar todo con normalidad en caso de que la principal quede inhabilitada.

- **Almacenes/Taller:** Estos edificios de menor importancia están alejados del edificio de contención del reactor. En general no son edificios reforzados, sino naves convencionales.
- **Subestación eléctrica:** Es la conexión de la central a la red eléctrica, por lo que tiene una gran importancia. Se encarga de controlar que la energía eléctrica que sale de la central lo hace con los parámetros adecuados.
- **Conexiones terrestres:** Todas las centrales cuentan, al menos, con una conexión por carretera. Algunas, además, están conectadas a la infraestructura ferroviaria y/o portuaria de la zona, lo que facilita el transporte de grandes cargas y es de gran ayuda durante la construcción, el desmantelamiento y las tareas de mantenimiento de la central. En función del uso que se le vaya a dar a la central, será necesario instalar infraestructura adicional. Por ejemplo, si se va a utilizar para generar agua caliente sanitaria, se requiere de canalizaciones para transportarla a la población o industria donde se necesite.

La isla convencional y las estructuras logísticas son similares a las de otras centrales de generación eléctrica como el carbón, por lo que, a la hora de evaluar la conversión de un modelo de central a otro, estos elementos son los que más fácilmente se pueden “reciclar” al llevar a cabo el proyecto.

4.3 OPERACIÓN

El proceso de operación de los SMR es aún un foco de debate. Lo único seguro es que, por las distintas configuraciones y diseños planteados, se prevé que serán necesarios diversos modelos manejo, control y mantenimiento ajustados a las necesidades de las plantas [36].

Por un lado, están los proyectos que constan de varios módulos integrados en una sola instalación. Estos tendrán una operación similar a la de una central convencional, con la diferencia de que dispondrán de mandos para cada unidad además de mandos maestros

para controlar toda la instalación. También habrá diferencias en las maniobras de carga y descarga, que pueden variar en función del diseño del reactor, al existir tantos proyectos de SMR de distintas categorías.

Por el otro, se encuentran las instalaciones remotas y/o de baja potencia, que son precisamente uno de los puntos de mayor interés para los SMR. Para el manejo de estas instalaciones, la principal idea sobre la mesa es utilizar algún tipo de sistema de operación a distancia, conectado a una instalación central desde la cual se supervisarán varias unidades, y desde donde se coordinarían las labores de mantenimiento, recarga o actuación en caso de peligro. A favor de esta distribución está el argumento de que, de organizarse de esta manera, ayudaría enormemente a hacer este tipo de proyectos más rentables, dado que mantener pequeños grupos en cada una de las centrales puede resultar muy costoso. Los que están a favor de esta propuesta argumentan que los sistemas de seguridad pasivos de la mayoría de los modelos de SMR, junto con sistemas de videovigilancia para evitar intrusos, serían suficiente en caso de accidente o pérdida de señal como para garantizar una respuesta adecuada. Sin embargo esto va en contra de la mayoría de las directrices de seguridad actualmente en marcha en todas las centrales del mundo, por lo que la implantación de estos modelos de control requeriría el cambio de algunas de estas normas, algo que muchos no están dispuestos a asumir, alegando los posibles riesgos asociados [46].



Cuadro 4-7: Sección de un edificio de contención con varios módulos del tipo NuScale [44]

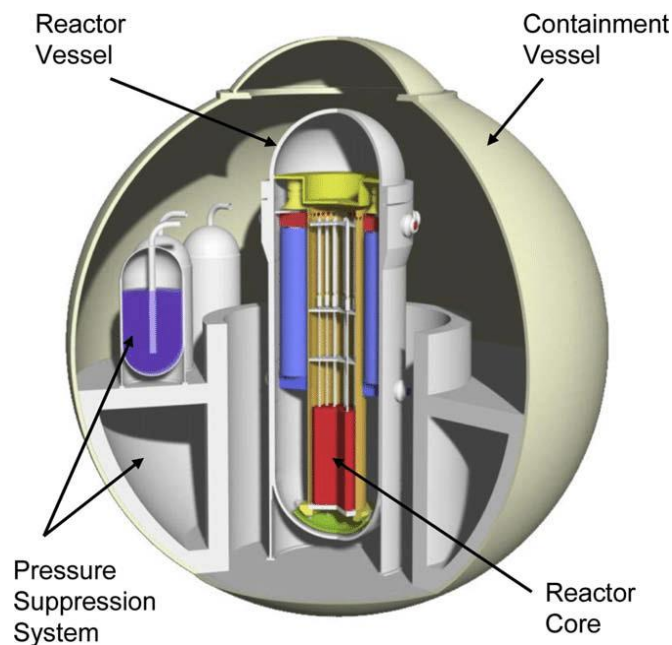
4.4 SISTEMAS DE SEGURIDAD

Como parte de las generaciones de reactores III+ y IV, los diseños de SMR siguen la misma filosofía de diseño que los diseños de gran tamaño. A pesar de que existen diferencias entre los distintos modelos de funcionamiento (moderados por agua, sales fundidas, etc.) todos tienen en común una búsqueda de sistemas de seguridad pasivos, basados en principios naturales que garanticen la estabilidad y contención de los materiales peligrosos tanto durante la operación normal del reactor como en caso de accidente. Para mantener el núcleo estable, uno de los sistemas más importantes son los sistemas de evacuación de calor y de refrigeración de emergencia. En diseños como el ACP100, GT-MHR o BREST-OD-300, el calor generado en el núcleo es evacuado por sistemas de convección natural al sumidero final sin necesidad de bombas o elementos adicionales. Esto consigue que en reactores como el ACP100 el núcleo se mantenga estable dentro de niveles seguros hasta 7 días después de un accidente sin necesidad de operarios.

La contención de los materiales peligrosos, y en especial del núcleo, es un objetivo que sigue siendo de gran prioridad en el diseño. En todos los reactores, existen una serie de

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

barreras de contención dispuestas en capas que protejan y contengan el núcleo del reactor y otros elementos. Las principales son la vasija del reactor, en la que se encuentra el núcleo, y las estructuras de seguridad integradas en el edificio de contención. Algunos diseños tienen capas auxiliares en función de su diseño. Este es el caso del reactor PWR IRIS, en el que componentes como los generadores de vapor están en el interior de la vasija. Para protegerlos, hay instalada una protección extra entre ellos y el núcleo. El objetivo final de este tipo de sistemas de seguridad pasivos y de contención es que procedimientos de emergencia como la evacuación en caso de accidente no sean necesarios, y que la cantidad de personal en una central sea reducida, al disponer de tiempo suficiente para desplegar una respuesta de emergencia en caso de que la situación lo requiera.



Cuadro 4-8: Sección de la vasija de contención de un reactor IRIS [45]

Los elementos de seguridad en los diseños de todos los reactores modernos se establecen basándose en el principio de “defensa en profundidad” y de eliminación de amenazas.

Defensa en profundidad significa que, en lugar de tener un único sistema de gran importancia del cual dependa la seguridad del reactor en caso de emergencia, se opta por instalar sistemas redundantes, que aseguren que el problema se pueda controlar y solucionar incluso en caso de que alguno falle. Un ejemplo de esto son los sistemas de parada en reactores como el ARC-100 o el U-Battery en los que, a pesar de poderse detener la reacción de fisión utilizando las barras de ajuste de manera segura, existe otro sistema de parada de emergencia por si las primeras fallasen. Los sistemas de parada de emergencia pueden ser otro juego de barras, como es el caso del ARC-100, o un dispensador de pequeñas esferas de materiales absorbentes de neutrones, que podemos encontrar en el U-Battery, que se introducen en huecos en el núcleo funcionando de la misma manera que las barras. Ambos sistemas están actuados por gravedad, para que funcionen correctamente incluso en caso de apagón o pérdida de corriente en el sistema.

El principio de eliminación de amenazas es algo bastante simple. Con los nuevos diseños de Generación IV como los reactores de sales fundidas o los refrigerados con metales líquidos, se busca distanciarse de la tecnología de funcionamiento utilizada hasta ahora en favor de una más intrínsecamente segura, en lugar de esforzarse en mejorar su seguridad o eficiencia. Continuando con los ejemplos anteriores, empleando sales estables a alta temperatura o metales con un alto punto de ebullición, no se necesita mantener el núcleo a presiones elevadas, por lo que accidentes como fisuras en la vasija son órdenes de magnitud menos graves que en el caso de que sucedieran en un reactor refrigerado con agua. En los reactores de sales fundidas, no son necesarios sistemas de evacuación de calor de emergencia adicionales. Si los sistemas eléctricos se mantienen operativos, el movimiento constante de las sales, en las que se encuentra el combustible disuelto, consigue disipar el calor del núcleo de manera eficiente y segura. En caso de parada de las bombas por fallo eléctrico, el circuito de sales radiactivas es drenado, enfriando el núcleo instantáneamente. [36]

4.5 ECONOMÍA

La economía de los reactores de tipo SMR es un campo que aún se debate en términos teóricos, al no haberse llevado a cabo más que proyectos prototipo o experimentales. En general, se prevé que los reactores de tipo SMR van a sufrir de muchos de los mismos problemas que los reactores de gran tamaño actuales de los que hemos hablado anteriormente, como los elevados costes de desmantelamiento y de tratamiento de residuos. Además, según diversas fuentes, se prevé que el coste bruto de la instalación de reactores modulares sea mayor por megavatio-hora que el de los convencionales, al no aprovecharse los primeros del principio de la economía de escala (es más barato llevar a cabo las obras de una central grande que las de cuatro pequeñas). Además, varios estudios apuntan a que los costes de operación y mantenimiento serán mayores en los SMR [47]. Estas dos líneas apuntan a que este tipo de proyectos pueden llegar a ser más caros que los reactores convencionales de gran tamaño, y ofreciendo una un margen de beneficios muy pequeño, acabando así con el futuro de los SMR desde un punto de vista económico.

Sin embargo, la modularidad de los SMR hace que otros costes, como los asociados a la construcción de los propios reactores y de su transporte e instalación se vean reducidos. Si existe una demanda suficiente de módulos, las plantas de fabricación pueden obtener gran rentabilidad con pedidos lo suficientemente grandes, ya que, una vez se han establecido las líneas de producción, la fabricación de los módulos es mucho más barata que un reactor convencional. Además, la construcción de una central por módulos puede reducir los costes si los comparamos a los de una planta de gran tamaño hasta en un 40% tanto durante el montaje como el desmantelamiento gracias a la fabricación de los módulos en fábrica y a unas instalaciones más pequeñas, ayudando así a disminuir también los gastos asociados al cierre de la planta. [48]

En relación a los costes de operación y mantenimiento, los resultados de los estudios que se han realizado a este respecto son conflictivos, con algunos apuntando a aumentos en el coste de personal de hasta un 40%, mientras que otros dicen que estos se verán reducidos. Esta diferencia se debe en parte a las distintas configuraciones que pueden adoptar estos diseños. Mientras que una planta de un solo módulo verá sus costes de personal aumentados considerablemente, aquellas que dispongan de varios

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

módulos tendrán menor necesidad de personal al poder a la vez todas las unidades. Por otro lado, se prevé que los costes de mantenimiento sean menores en este tipo de centrales. Esto se debe a la simplicidad de los diseños, que buscan que estas labores sean lo más sencillas posibles, y en la posibilidad de transportar módulos enteros de vuelta a la fábrica o a un taller de reparación para que se lleven a cabo los trabajos de mantenimiento [38]. Un estudio realizado por la EIRP, que analiza los costes de operación y mantenimiento ofrecidos por varias empresas con diseños de SMR lo sitúa en una media de 21 €/MWh, una cifra similar al coste de los reactores actuales. [48]

Una opinión que si se comparte es la de la reducción de los costes asociados al combustible, de alrededor del 50% con respecto a los reactores convencionales [14]. Al ser tecnologías de Generación IV, los reactores SMR son más eficientes que los diseños actuales, aumentando su eficiencia y requiriendo de una menor cantidad de combustible. Además, algunos de estos diseños emplean tecnologías que les permiten utilizar combustibles alternativos como los MOX, e incluso adoptar un ciclo de combustible cerrado. [47]

Esta diferencia entre puntos de vista hace que en muchos casos la implantación de SMRs se vea detenida al no poder evaluar correctamente su rentabilidad ni el capital necesario para su puesta en marcha. Pero, como se ha mencionado anteriormente, a pesar de existir numerosos estudios que analizan las características económicas de esta tecnología, éstas no se podrán determinar de manera definitiva hasta que no se haya puesto en marcha a gran escala la infraestructura y proyectos necesarios.

5 REACONDICIONAMIENTO ENERGÉTICO

5.1 CONCEPTO

La crisis climática que estamos viviendo, y que se acentúa a medida que pasa el tiempo, está haciendo cada vez es más evidente la necesidad de reducir la emisión de gases contaminantes, la mayoría de los cuales son un producto directo de la obtención de energía. Por ello, la principal solución a este problema es movernos a un modelo de producción energética que, o bien sea libre de emisiones o bien las reduzca todo lo posible.

Sin embargo, esta tarea puede resultar muy cara y compleja, y para llevar a cabo este proceso de modernización y descarbonización se deben eliminar las fuentes de energía contaminantes que hemos empleado hasta ahora. En la mayoría de los casos, en lugar de recurrir al cierre forzoso de la planta, estos cambios se llevan a cabo imponiendo restricciones sobre las emisiones que estas centrales tienen permitido generar. Si, por ejemplo, una central de carbón no es capaz de modernizarse para reducir sus emisiones añadiendo medidas como un ciclo mejorado o tecnologías de captura de carbono y otros gases, siendo ambas opciones complejas y caras y no representando una solución a largo plazo, las penalizaciones económicas impuestas reducen su rentabilidad hasta el punto de cierre. [49][50]

Estas medidas restrictivas han hecho que, en España, la potencia instalada de las plantas térmicas de carbón se haya reducido de 11400 MW en 2006 a menos de 5000 MW en el año 2021, con una caída desde los 10000 MW solo desde el 2017 [20]. En España, el carbón, extraído históricamente en su mayoría de las minas de Asturias y del norte de León, pero que en años recientes se había estado importando para aumentar la rentabilidad de las plantas térmicas, ha sido una de las principales fuentes de obtención de la energía eléctrica del país, suponiendo el 25% de la generación total en el año 2007. El cierre de estas plantas supone un gran problema social y económico para las zonas donde se encuentran ya que, si no se plantea una alternativa, significa el despido de los trabajadores de la planta. Si bien es cierto que de manera global esos empleos se recuperan parcial o totalmente al instalarse los nuevos medios de obtención de energía, que requieren de mano de obra para su operación y mantenimiento, estas oportunidades laborales pueden darse en zonas alejadas de la instalación anterior. Esto puede llevar a el abandono de las áreas que dependen económicamente de las plantas clausuradas.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

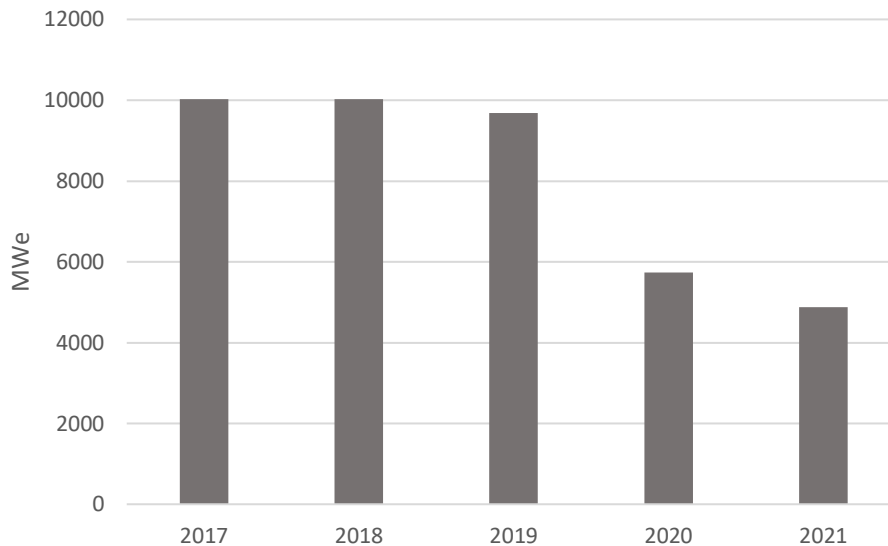


Gráfico 5-1: Evolución de la potencia de carbón instalada en España

Una opción sobre qué hacer con las plantas tras su cierre es optar por su desmantelamiento. Esta decisión supone dos cosas. Por un lado, un elevado coste económico para llevar a cabo las tareas necesarias de demolición, desmontaje de equipos y transporte de todos aquellos componentes de la instalación que se puedan reutilizar, además de la pérdida de material asociada a deshacerse de los equipos en lugar de darles un nuevo uso. Por otro, significa la pérdida definitiva de los empleos generados por la planta, a no ser que se pongan en marcha programas de ayuda y desarrollo para la zona. Esto es algo que se debe evitar siempre que se pueda para así evitar tanto el desaprovechamiento de materiales como el impacto social y económico a nivel local.

Por estas razones, cada vez más se busca adoptar otras vías al desmantelamiento de las instalaciones clausuradas. La principal de estas opciones, y la más extendida y desarrollada, es la conversión de la planta para utilizar otro combustible, como la biomasa o el gas natural [51]. Esta transformación se puede realizar de dos maneras.

La primera es cambiando o modificando únicamente la caldera que genera el vapor para utilizar otra sustancia combustible como fuente de energía química, pero manteniendo el resto de los componentes del ciclo. Esta opción es la más extendida en países como EEUU donde, de las 103 centrales térmicas de carbón que han sido reconvertidas a gas natural desde el año 2011, 83 lo han hecho de este modo. También es la opción más empleada en el caso de las conversiones de carbón a biomasa. El cambio de la caldera tiene como principales beneficios un menor coste económico y técnico que la sustitución completa. Sin embargo, esta opción otorga un rendimiento menor a la instalación que la conversión completa a, por ejemplo, un ciclo combinado de gas natural. [52]

La otra opción es “vaciar” la planta eléctrica, cambiando la maquinaria casi en su totalidad para acomodar la nueva en el interior de los edificios de la instalación. En contrapartida a la sustitución de la caldera, esta alternativa es preferida en ocasiones por su mejor rendimiento energético, si bien supone una inversión bastante mayor [51][52]. A pesar de las diferencias entre ambas opciones, las dos tienen en común tanto la conservación de la ubicación de la planta como de buena parte de los elementos

constructivos presentes, y el aprovechamiento de la infraestructura de transporte energético de la central anterior (una vez se hayan realizado las modificaciones pertinentes), manteniendo así los beneficios socioeconómicos para la región y reduciendo la inversión necesaria.

5.2 CONVERSIONES ACTUALES.

La elección del combustible que se va a emplear como sustituto del carbón es una de las principales, si no la principal, de las consideraciones que se deben tener en cuenta durante el estudio de un proyecto de conversión. Actualmente, los principales combustibles sustitutivos empleados son el gas natural y la biomasa.

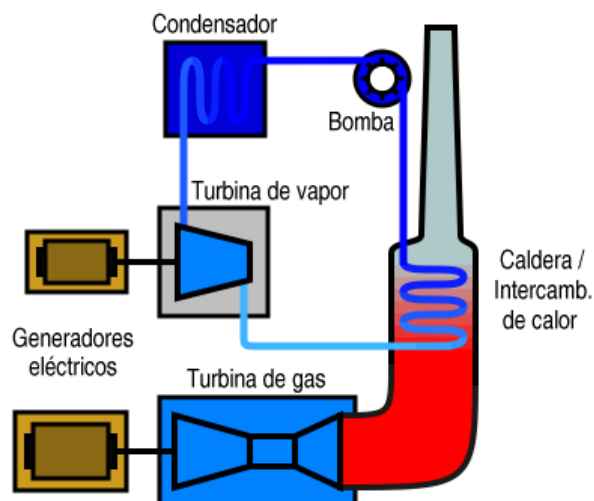
5.2.1 Gas natural

A pesar de ser un combustible fósil, el gas natural es una de las principales alternativas utilizadas como sustituto del carbón. Una ventaja del uso de gas natural es que este genera muchas menos emisiones que el carbón. Las emisiones de CO₂ bajan entre un 50% y un 60%, además de reducirse la emisión de otros gases como los óxidos nitrosos (NO_x) y los óxidos de azufre (SO_x) al cambiar de gas natural al carbón [53]. Sin embargo, numerosos estudios avisan de los problemas de seguridad y emisiones asociados al transporte, ya que el metano que se pierde durante estas tareas es un gas de efecto invernadero más fuerte que el CO₂. [54]

Esto hace que, a pesar de no ser ni mucho menos una solución definitiva, el gas natural puede ayudar a reducir las emisiones globales de gases nocivos durante el periodo de transición a un modelo totalmente limpio. Instituciones como la IEA (*International Energy Agency*) ha defendido y defiende el uso del gas natural con este fin. [55]

Otra de los beneficios de este combustible es la flexibilidad que ofrece de cara al ajuste de la red eléctrica. Las plantas que utilizan carbón como combustible necesitan más de 12 horas para alcanzar un 20% de su potencia nominal de funcionamiento. Esto hace que sea complejo e ineficiente regular la producción de estos centros según las fluctuaciones puntuales en la demanda por lo que, en general, las centrales de carbón se han utilizado como fuente de carga base de la red eléctrica, suministrando una carga constante a lo largo del tiempo. Por otro lado, en los ciclos combinados de gas, la producción se puede regular de manera rápida y fácil, por lo que se puede utilizar tanto como una carga base como una fuente de reserva o para dar servicio en picos de demanda puntuales, variando en función de las necesidades de la red. Este servicio cada vez más útil, ya que, hasta que se pongan en marcha las instalaciones de almacenamiento de energía necesarias, requerimos de una fuente de energía auxiliar para compensar las variaciones en la producción eléctrica de las fuentes renovables. Esto, sumado al relativo bajo precio del gas natural actualmente, lo convierte ya no solo en una herramienta útil en la gestión energética, sino en una fuente de energía muy competitiva y que puede generar grandes beneficios. [55][56]

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético



Cuadro 5-1: Esquema de un ciclo combinado de gas natural [57]

En cuanto a las posibilidades para esta conversión, las centrales térmicas de carbón se pueden adaptar para utilizar gas natural de todas las formas que se han presentado anteriormente, tanto con un cambio total de la planta, como con una reconversión parcial de la caldera o del ciclo termodinámico. En España existen casos como la central de As Pontes, en Galicia. Esta central inicialmente funcionaba únicamente con carbón, hasta que en el año 2008 se puso en marcha un ciclo combinado de gas de 800 MW. Con el cierre de la central de carbón previsto para 2021, se están llevando a cabo para la modernización y mejora de la planta de gas. Pero uno de los mayores ejemplos de esto es sin duda los Estados Unidos, donde como hemos visto 103 centrales térmicas de carbón han sido convertidas a gas, sumando en total 29,6 GWe de potencia instalada. [52]

Sin embargo, el gas natural tiene importantes inconvenientes. El primero más importante es que, a pesar de ser más “limpio” que el carbón, el gas natural no deja de ser un combustible fósil cuyo uso genera gases nocivos. Es por esto por lo que esta alternativa no representa una solución real a largo plazo, sino un parche con fecha de caducidad para tratar el problema temporalmente. Esto significa que, en el futuro, todas las modificaciones realizadas a la infraestructura energética en esta dirección deberán sustituirse de nuevo por otra opción más avanzada, ya sea de nuevo temporal o definitiva. [54]

Pero la temporalidad del gas natural no solo está marcada por las restricciones climáticas y el avance tecnológico, sino por otro factor mucho más determinante: la disponibilidad del recurso. Como todos los combustibles fósiles, el gas natural es un recurso con unas reservas limitadas. En el año 2020 se han estimado unas reservas probadas globales de 180 tcm (*trillion cubic meters*), lo que, a niveles de consumo actuales, son suficientes como para abastecer la demanda mundial unos 50 años. Sin embargo, los beneficios del gas natural como fuente de energía previamente señalados han producido un gran aumento de la demanda mundial, pasando de una producción eléctrica de 4000 TWh en el año 2006 a 6300 TWh en el 2019. Esto es sin tener en cuenta el uso de gas natural para otros usos como calefacción doméstica o para procesos industriales, usos que también han aumentado su demanda. Si esta tendencia continúa, las reservas se agotarán antes de lo previsto [58][59]. Este aumento de la demanda ha

convertido el gas natural en un recurso con un precio muy volátil, algo peligroso ya que un aumento brusco en el precio del combustible puede desestabilizar el mercado energético y elevar el coste de la luz para el consumidor, con las consecuencias económicas y sociales que ello acarrea. [60]

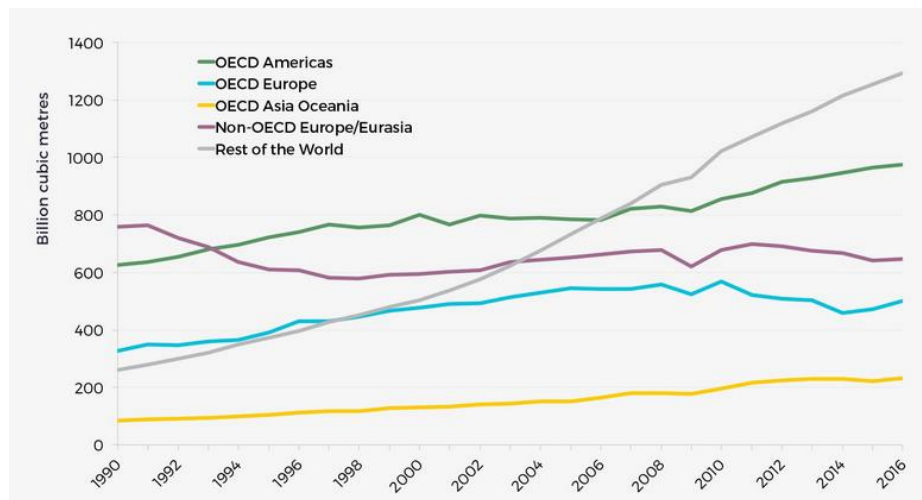


Gráfico 5-2: Demanda de gas natural a lo largo del tiempo [61]

Por último, otro problema del gas natural es la infraestructura logística necesaria para su operación. Otros combustibles, como el carbón o la biomasa se pueden transportar por vías comúnmente disponibles, como carreteras y líneas ferroviarias. A pesar de que estas opciones también están presentes para el transporte de gas natural, la principal vía de transporte de este es el gaseoducto. Sin embargo, estas líneas de transporte presentan inconvenientes económicos, ambientales y de seguridad. A lo largo del recorrido, pueden aparecer fisuras por razones como deterioro de los materiales, pobre mantenimiento u otros factores externos (eg. el impacto de un desprendimiento de tierra). El gas liberado por esas fisuras es muy contaminante y puede desencadenar un accidente grave. [54][62]

5.2.2 Biomasa

La conversión de calderas de carbón a biomasa en centrales eléctricas es una de las opciones más extendidas. En España, ya se ha llevado a cabo con éxito en centrales como la de Biollano, en Ciudad Real y se está estudiando para otros casos como las ya mencionadas instalaciones de As Pontes. Los principales beneficios del cambio a biomasa son el bajo coste del combustible y la facilidad de el proceso de conversión en la mayoría de los casos, con relación a otras alternativas como el gas natural [63]. Además, la biomasa tiene características beneficiosas para el medio ambiente si la comparamos con otros combustibles fósiles. Sin embargo, estas pueden resultar engañosas, y el uso masivo de la biomasa puede llegar a generar problemas muy graves que hagan que su uso se convierta en algo contraproducente. [64]

Como ya se ha señalado, la biomasa, al igual que el gas natural o el carbón, es un combustible fósil, lo que hace que no sea una buena solución a largo plazo. A pesar de que las emisiones dependen en gran medida del tipo de biomasa y de su estado físico (humedad, densidad, etc.), al comparar carbón bituminoso con madera de pino que ha sido sometida a un proceso de secado, vemos que uso de biomasa genera menos cantidades de gases como SO_2 o NO_2 disminuyendo las emisiones de estos en un 98% y

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

80% respectivamente por GJ generado en relación al carbón [64][65]. Sin embargo, la combustión de biomasa genera más cantidades de otros gases, notablemente de CO₂, con un aumento del 150% con respecto al carbón [66]. Pero, a pesar de esto, la biomasa se considera una buena alternativa al uso de otros combustibles fósiles, ya que su uso adecuado puede llegar a generar un balance de CO₂ de cero.

Para entender esto hay que tener en cuenta que a diferencia de los otros combustibles fósiles citados, la biomasa se considera una fuente de energía renovable. Bajo las condiciones de producción adecuadas, los recursos de biomasa son prácticamente infinitos, al poderse reponer en un periodo de tiempo relativamente corto con las tareas forestales y agrícolas adecuadas. La producción de estos recursos vegetales implica el consumo de CO₂ de manera natural durante el periodo de crecimiento de los mismos. Esto, según fuentes como la EIA, puede compensar las emisiones generadas en las centrales de biomasa. Pero un gran número de asociaciones ecologistas y expertos en la materia ven en esta afirmación algo peligroso que puede llevar a un aumento del CO₂ en la atmósfera al verse reducidos los recursos forestales y al incluir procesos como el transporte en la ecuación. [67][68]

Es por ello que, para conseguir los mejores efectos sobre los niveles de emisiones en la atmósfera, los recursos de biomasa deben ser administrados de manera cuidadosa. En caso de que se adopte esta medida a escala masiva, o en lugares donde la producción local no sea suficiente, el equilibrio entre la plantación y la tala puede dejar de ser sostenible. Este es el caso de centrales como la de Drax en Yorkshire, Reino Unido. Mientras que la central española de Biollano, reconvertida a partir de la antigua planta de carbón de Elcogas, fue elegida para su conversión a biomasa por la posibilidad de emplear recursos de tala y residuos de agricultura locales [69], la central de Yorkshire, de mucha mayor potencia, usada frecuentemente como ejemplo de producción limpia y sostenible, debe importar recursos de países como los Estados Unidos o Canadá para su operación [70][71]. Estos recursos no son sostenibles a lo largo del tiempo, ya que se obtienen de talas masivas de grandes bosques, generando así un grave problema ecológico y económico, al aumentar la demanda de productos madereros para su uso en este tipo de centrales. [72]

5.2.3 Otras opciones

Además del gas natural y la biomasa, cada vez se están valorando otras opciones de conversión de las centrales cerradas. Estas no se han implantado aún con tanta fuerza, pero cumplen con todos los objetivos que se esperan de este tipo de proyectos, es decir, utilizar parte de los equipos de la antigua central y mantener la localización previa para evitar las pérdidas sociales.

Un ejemplo de esto es el uso de las instalaciones como centros de almacenamiento energético, ayudando así a la estabilidad de una futura red eléctrica basada en las energías renovables. Estos proyectos constan de dos partes. Lo primero es el enviar a las instalaciones de la central energía de fuentes renovables como la solar o la eólica, ya sea dirigiendo hacia ella la producción 'sobrante' del sistema eléctrico en un punto de menor demanda, o instalando un sistema de generación energética renovable particular en las inmediaciones de la central, para obtener la energía de manera limpia. En la antigua central se construyen las instalaciones de almacenamiento energético, que pueden tener forma de grandes baterías o de ciclo termodinámico, utilizando un vector

como las sales líquidas. Cuando se requiere de esa energía, se libera de nuevo a la red. En el caso de las baterías, el proceso es tan sencillo como descargarlas. Para liberar la energía térmica almacenada en las sales fundidas se utiliza la maquinaria de la central para cerrar el ciclo termodinámico y así convertirla en electricidad útil (con un menor rendimiento al tener más pérdidas en el sistema), aunque con este sistema también se puede suministrar la energía térmica almacenada directamente para su uso. [73–75]

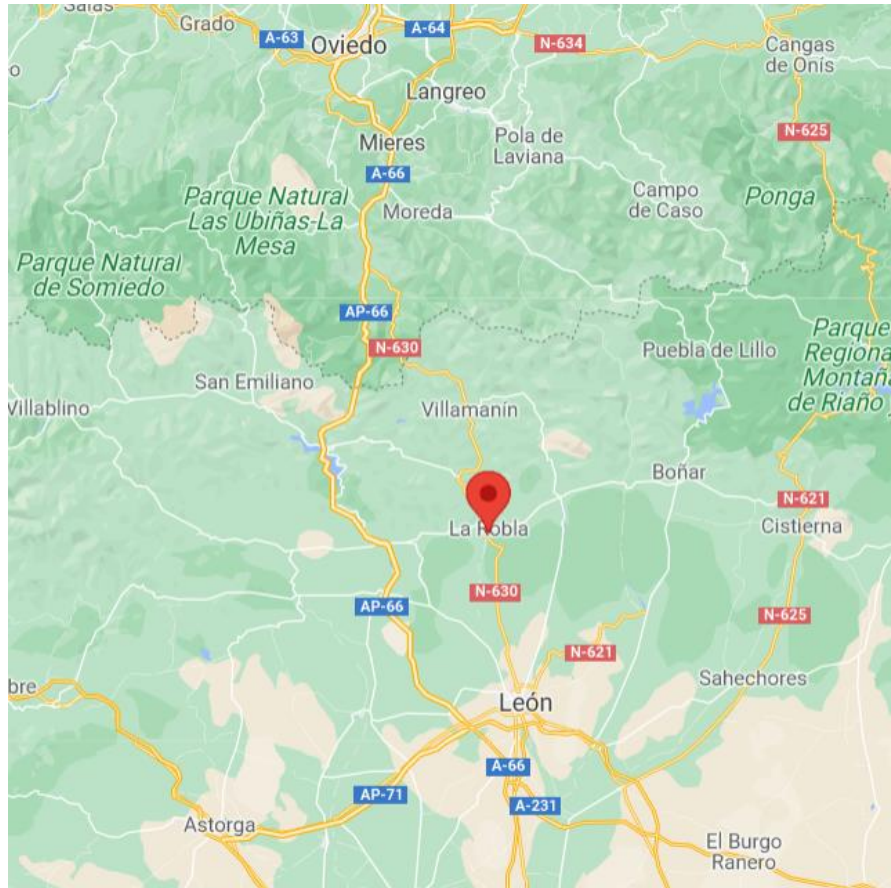
Otra variación del caso anterior es, en lugar de almacenar esa energía renovable directamente para utilizarla cuando sea necesaria, establecer un ciclo de producción de hidrógeno por hidrólisis del agua de una fuente cercana [76][77]. Esta opción es más versátil, ya que el hidrogeno obtenido puede ser utilizado como almacenamiento de energía en la misma instalación, pero ofrece posibilidades como ser transportado a otros lugares para utilizarlo como fuente de energía limpia o incluso, en un futuro, se puede llegar a emplear como combustible automovilístico. El gran abanico de posibilidades que tiene el hidrógeno en el futuro del mercado energético ha hecho que su interés como inversión aumente constantemente, con casos como la central de Biollano poniéndola ya en práctica. [78]

Por último, una alternativa que se está teniendo cada vez más en cuenta es transformar las instalaciones clausuradas en una central nuclear. Esto es posible gracias a los avances en reactores mencionados anteriormente, y en especial a los modelos SMR. Los diseños de los pequeños reactores modulares hacen que sea posible adaptar los equipos y construcciones antiguas para que operen de manera similar a como lo hacían anteriormente, solo que ahora la energía térmica se obtiene del reactor en lugar de un horno de carbón [79]. Un ejemplo pionero en este tipo de conversión se está llevando a cabo en Shandong China, donde un reactor prototipo de tipo HTGR (*High-Temperature Gas-Cooled Reactor*) se pondrá en funcionamiento en 2021, con el objetivo de utilizarse como sustituto de las calderas de carbón del país. [80][81]

6 ESTUDIO DE ADAPTACIÓN PARA LA CENTRAL TÉRMICA DE LA ROBLA

6.1 INTRODUCCIÓN, SELECCIÓN Y OBJETIVO

La central térmica de la Robla es una instalación de generación eléctrica alimentada con carbón, que se encuentra al norte de la provincia de León, junto al pueblo homónimo, a la orilla del río Bernesga. Las instalaciones ocupan un área total de aproximadamente 32 hectáreas a ambos lados del río.



Cuadro 6-1: Localización de La Robla

Siguiendo el plan estratégico para la reducción de gases de efecto invernadero, y tras varios años viendo su producción disminuida, la central fue clausurada en el año 2020 al no cumplir los objetivos de emisiones. Esto ha tenido un impacto muy negativo en la región, con la pérdida de 80 empleos directos y otros 40 auxiliares en una zona que ya se había visto gravemente afectada por el cese de la actividad minera [82]. Por ello, antes incluso de su cierre, la central ya estaba siendo estudiada con el objetivo de llevar a cabo proyectos de reacondicionamiento de algún tipo. El objetivo de este trabajo es plantear cuál podría ser uno de los posibles futuros para la misma, con la instalación de un reactor de tecnología SMR para sustituir la caldera de carbón. Con el fin de establecer una comparación con otras opciones, tomaremos las prestaciones de una conversión de gas natural de potencia similar, que, como se ha expuesto antes, es una de las opciones más extendidas en este tipo de proyectos.



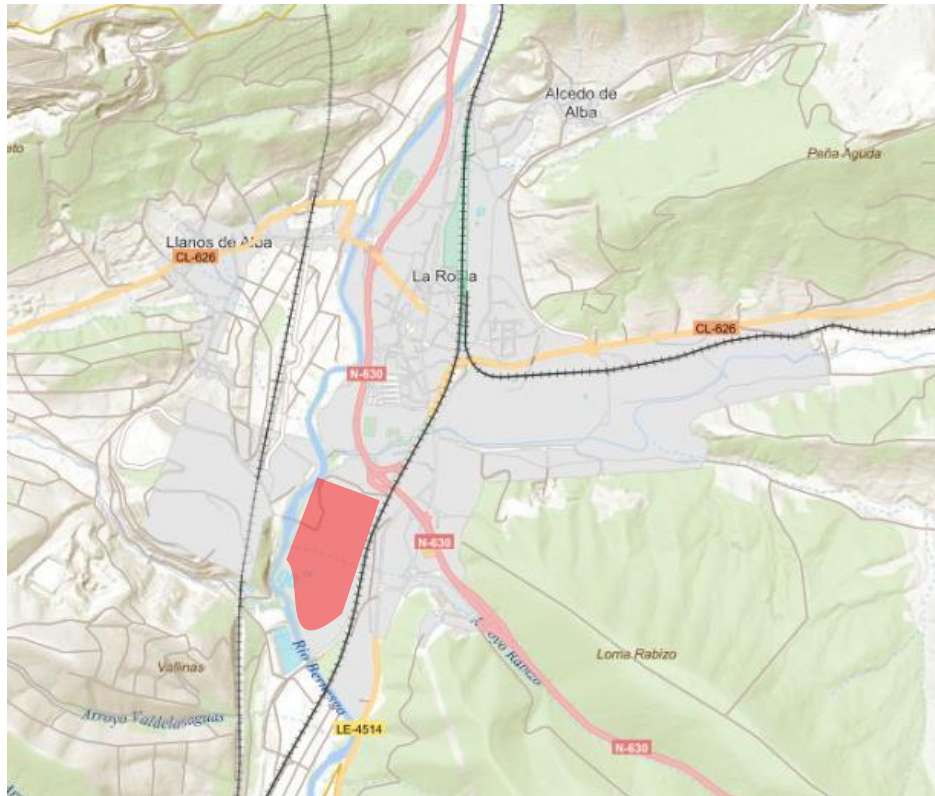
Cuadro 6-2: Imagen aérea de la central térmica

Para elegir el reactor más adecuado, tomaremos ejemplos de los reactores descritos en el punto 4.1 del trabajo, comparando sus parámetros de funcionamiento, así como su funcionalidad. En el caso del gas natural, buscaremos una opción que nos ofrezca unas características energéticas similares.

La central es un buen ejemplo sobre el que trabajar para desarrollar proyectos de reconversión debido las siguientes características:

- Posee buenas conexiones logísticas por carretera y ferrocarril. La carretera nacional N-360 pasa a escasos metros de la central, y la conecta con León al sur y con las ciudades industriales de Asturias al norte. También hay una entrada a la AP-66 a 16 kilómetros de distancia, en el pueblo de La Magdalena (la carretera para llegar hasta allí está en muy buenas condiciones) lo que facilita el transporte por carretera de mercancías más pesadas. La central además posee una dársena ferroviaria propia que la conecta en direcciones norte y sur por vías electrificadas de ferrocarril convencional, además de por una línea de vía estrecha a Bilbao.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético



Cuadro 6-3: Mapa de la población con las principales líneas de comunicación señaladas. La central térmica se indica en rojo

De cara a logística de suministro para combustible, la central se puede abastecer fácilmente tanto de gas como de combustible sólidos. Para el primero, la localidad de la Robla se encuentra junto al recorrido del gasoducto León-Oviedo, lo que facilita el transporte de gas natural hasta la central. Para el almacenamiento de combustibles sólidos, las instalaciones cuentan con las antiguas zonas de apilamiento y almacenamiento de carbón, de unas 9 hectáreas. Estas se pueden utilizar para almacenar biomasa al aire libre o en silos, o para construir en ese terreno instalaciones de almacenamiento temporal de residuos nucleares (el combustible siempre debe estar en el interior del edificio central).

- Proximidad a fuentes de agua. La central térmica se aprovechaba del cercano río Bernesga como fuente de agua y como sumidero de calor para refrigeración. Los equipos utilizados para ello se pueden adaptar a la nueva instalación con relativa facilidad.
- Centros de población cercanos. En el área de las instalaciones hay núcleos de población con un total de unos 4500 habitantes en un área de 20 kilómetros. Esto facilita la búsqueda de mano de obra tanto para las tareas de rehabilitación como para algunos de los puestos de mantenimiento y operación de la central una vez se ponga en funcionamiento, independientemente del proyecto que se elija. Dada la actividad económica de la región (industria del metal y minería, además de la operación de la antigua central), se puede esperar que los trabajadores tengan experiencia en dichos trabajos. Se puede esperar que exista una base de apoyo local (variable en gran medida según el proyecto final) al proporcionar empleo en una región con una aguda falta de oportunidades

laborales. La presencia de poblaciones cercanas también significa un nivel considerable de servicios para los trabajadores, además de acomodamientos si fuera necesario.

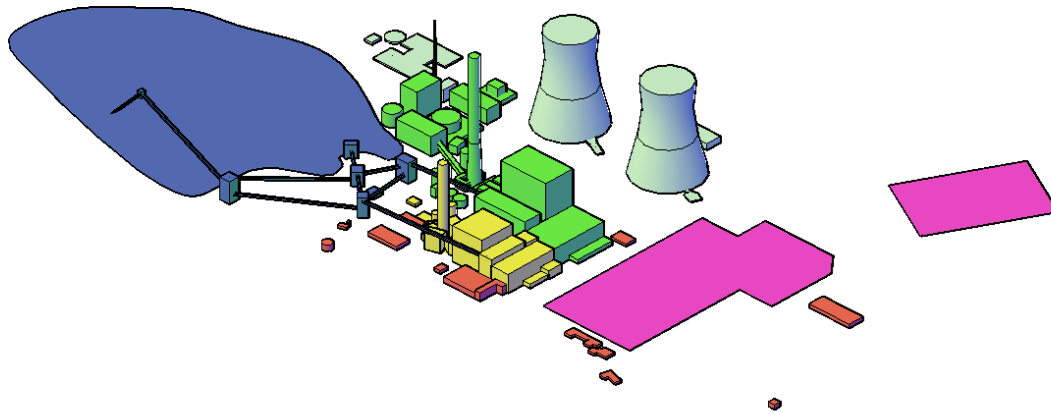
- Estado de la central. Las operaciones de funcionamiento de la central térmica se detuvieron hace muy poco tiempo (2020). Esto supone que los equipos y la maquinaria aún se encuentran en buen estado de mantenimiento, y podemos asumir que parte del material y las herramientas siguen allí. Gracias a esto conseguimos una reducción en la cantidad de trabajo requerida para ponerla de nuevo en las condiciones óptimas para ponerla en funcionamiento y en la inversión necesaria.
- Estructura de la central. Al tratarse de una central térmica de carbón, la gran área que ocupa (debido a la necesidad de disponer de una amplia zona de almacenamiento de combustible) abre muchas configuraciones posibles a la vez que facilita las obras de desmantelamiento y remodelación. La configuración de los edificios sobre el plano nos permite, incluso en el caso de desmantelar todas las estructuras centrales, mantener los elementos periféricos como las chimeneas, la subestación y las instalaciones de tratamiento de aguas.

6.2 ELEMENTOS Y DISPOSICIÓN DE LA CENTRAL.

Para facilitar los distintos edificios y equipos que componen las instalaciones de la central, esta se puede dividir en cinco áreas operativas: instalaciones auxiliares, carboneo, Grupo I, Grupo II e instalaciones de tratamiento de aguas. Todos los datos referentes a parámetros de la central y a los costes de desmantelamiento han sido extraídos del proyecto de desmantelamiento de la central o de la declaración ambiental de la central [83][84]

Para visualizar mejor la división de la central, se ha realizado un modelado 3D de la misma, en el cual las distintas áreas se pueden apreciar con cada una designada de la siguiente manera:

- | | |
|--------------------|-----------------------------------|
| • Área 1: Rojo | • Área 4: Verde |
| • Área 2: Azul | • Área 5: Cian |
| • Área 3: Amarillo | • Subestaciones principales: Rosa |



Cuadro 6-4: Modelado de vista aérea de la central (Realización propia)

6.2.1 Área 1: Instalaciones auxiliares perimetrales

Dentro de esta área se recogen principalmente las instalaciones que se utilizan como zonas de oficinas, almacenaje y talleres mecánicos, además de una subestación auxiliar y una subestación de media tensión. Se encuentran repartidos alrededor de la central y suponen un área muy reducida de la misma. Entre estas instalaciones hay algunas, como el antiguo toma-muestras de carbón y el silo de cenizas, que no se mantendrán tras la renovación.

La lista completa de unidades de esta área es la siguiente:

- Caseta vigilante
- Vestuarios
- Botiquín
- Aparcamientos y torno
- Instalación fija de H₂ de proceso
- Oficinas Grupo I
- Almacenes 1, 2, 3, 4 y de tanques de gases
- Talleres
- Tanque de aceites usados
- Silo de cenizas
- Antiguo toma-muestras de carbón
- Básculas, toma de muestras y lava-ruedas
- Carpa
- Manantial de agua potable
- Subestaciones auxiliar y de baja potencia

6.2.2 Área 2: Carboneo

En esta área están reunidas aquellas instalaciones que están relacionadas con el almacenamiento y distribución generales del carbón en la central, desde que llega por tren o cinta hasta que es empleado como combustible en las calderas. Esta área ocupa un gran espacio en la central, de unas 9 hectáreas. Todas las instalaciones aquí incluidas serán eliminadas en las obras de renovación, liberando ese espacio para otros fines.

Las unidades de esta área son:

- Cintas y tolvas
- Torres de transferencia
- Descarga de vagones
- Edificio de control y parque de carbones
- Rotopala y apiladora
- Balsa de decantación de carbones

6.2.3 Área 3: Grupo I

Esta área reúne las instalaciones y equipos en los que componen el grupo I de generación eléctrica. Se trata de estructuras de gran volumen e importancia dentro de la central. Es por esto que los elementos de esta área se desarrollarán con más profundidad:

- Patio de trafos Grupo I

Está formado por tres transformadores (el principal, con una relación de transformación de 18/420 kV y dos transformadores auxiliares de apoyo) instalados a la intemperie con los cerramientos y construcciones de seguridad adecuados.

- Nave de turbina Grupo I

Se trata de una gran estructura de hormigón en la que se encuentra la turbina, el alternador, los cuadros eléctricos, el condensador de vapor, además de oficinas y equipos auxiliares como grúas y tanques de almacenamiento.

Las características técnicas de la turbina, el alternador y el ciclo de agua-vapor se presentan a continuación:

Tabla 6-1: Especificaciones técnicas de la nave de turbinas del Grupo I

Turbina	Fabricante: Brown Boveri
-Número de extractores	7
-Presión de vapor entrada TAP (kg/cm ²)	162
-Temperatura de vapor de entrada TAP (°C)	538
-Presión de vapor de escape (mmHg)	51,7
Alternador	
-Potencia nominal en bornas (MW)	270
-Velocidad (rpm)	3000
-Tensión de generación (kV)	18
-Elemento refrigerador	H2 y H2O
-Factor de potencia	0,8
Ciclo agua-vapor	
-Número de calentadores de condensado	4 con 1 desgasificador
-Número de calentadores de agua de alimentación	4 (en 2 series)
-Bombas de condensado: número, fabricante y tipo	2, HTC, 5 etapas
-Caudal de condensado (m ³ /h)	583,2

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

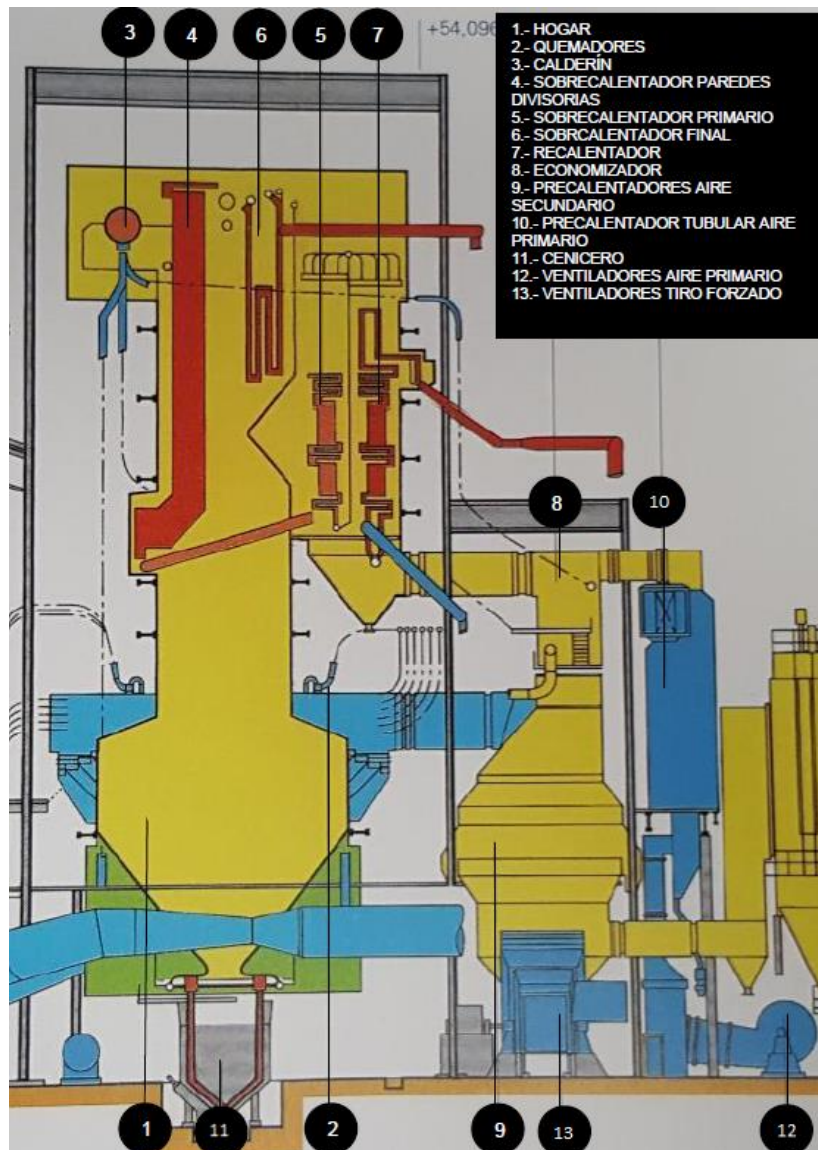
-Presión de condensado (kg/cm2)	21,7
-Bombas de alimentación: número, fabricante y tipo	2, HTP, 6 etapas

- Nave de tolvas Grupo I

En su interior encontramos las tolvas y los molinos de alimentación de la caldera del grupo I. El carbón es transportado por una cinta hasta la parte superior de las tolvas, de donde sale por la parte inferior a la caldera.

- Caldera Grupo I

Se trata de una caldera de gran tamaño (55 metros de altura) que se encuentra a la intemperie, sin edificios de protección. En ella, la energía química del carbón es liberada, generando gran cantidad de calor. A continuación, se presenta un esquema de la caldera, señalando las distintas partes que la componen, así como las características técnicas de la misma:



Cuadro 6-5: Diagrama de la caldera del Grupo I [85]

Tabla 6-2: Especificaciones técnicas de la caldera del Grupo I

Fabricante: Foster Wheeler	
-Tipo	Intemperie, circulación natural, hogar tipo equilibrado
-Temperatura de entrada economizador (°C)	259
-Producción de vapor (T/h)	837
-Presión y temperatura del vapor principal (kg/cm² y °C)	168/540
-Presión y temperatura del vapor recalentado frío (kg/cm ² y °C)	42,5/348
-Temperatura del vapor recalentado caliente (°C)	540
-Temperatura de gases de entrada y salida de precalentadores (°C)	467/134
-Número de calderines	1
-Número de quemadores	24 verticales
-Número de molinos, tipo y capacidad	4, tipo bola, 30%
-Combustible	Hulla y antracita
-Número de precalentadores secundarios	2 tipo Rothemuhle
-Número de precalentadores de aire primario	2 tipo tubular
-Número de ventiladores de tiro forzado, inducido y aire primario	2,1,3
-Número de bombas de recirculación	-
-Rendimiento de diseño	88,3
-Consumo de carbón (T/h)	125

- Nave auxiliar

Es una pequeña construcción rodeada por la caldera y por la nave de turbinas, en la que están instalados los compresores de aire.

- Tanques de agua Grupo I

Almacenan el agua desmineralizada de regeneración del circuito y los compresores para la misma.

- Laboratorio químico

Pequeño edificio en el que encontramos equipos de laboratorio para controles del proceso e investigación.

- Precipitador electrostático Grupo I

Su función es la de eliminar las cenizas y otras partículas nocivas de la corriente de gases, antes de que estos sean liberados a la atmósfera. Tiene una muy alta eficiencia, del 99,6%.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

- Chimenea Grupo I

Está formada por hormigón armado, con la pared interior recubierta de ladrillo refractario. Tiene una altura de 120 metros.

- Silos para cenizas y escorias Grupo I
- Área de tratamiento de cenizas

La corriente de agua en la que se encuentra suspendida la ceniza es tratada para separar el material sólido. Las aguas negras son posteriormente tratadas para limpiarlas y la ceniza es almacenada en tanques.

6.2.4 Área 4: Grupo II

Al igual que en el Área 3, aquí se recogen las instalaciones que desarrollan el proceso productivo de generación de energía eléctrica.

- Patio de trafos Grupo II

Compuesto por cuatro transformadores (uno por fase y uno auxiliar) con una relación de transformación de 22/435 kW, además de los elementos de seguridad y cerramientos.

- Nave de turbina Grupo II

En ella encontramos, al igual que en la del Grupo I, la turbina y el alternador, además de equipos auxiliares de apoyo y control.

Las características técnicas son las siguientes:

Tabla 6-3: Especificaciones técnicas de la nave de turbinas del Grupo II

Turbina	Fabricante: Kraftwerk Unión Siemens
-Número de extractores	7
-Presión de vapor entrada TAP (kg/cm ²)	166,5
-Temperatura de vapor de entrada TAP (°C)	538
-Presión de vapor de escape (mmHg)	51,7
Alternador	
-Potencia nominal en bornas (MW)	350
-Velocidad (rpm)	3000
-Tensión de generación (kV)	21
-Elemento refrigerador	H ₂
-Factor de potencia	0,9
Ciclo agua-vapor	
-Número de calentadores de condensado	4 con 1 desgasificador
-Número de calentadores de agua de alimentación	2
-Bombas de condensado: número, fabricante y tipo	3, Sulzer, BKC 350
-Caudal de condensado (m ³ /h)	630,9
-Presión de condensado (kg/cm ²)	23

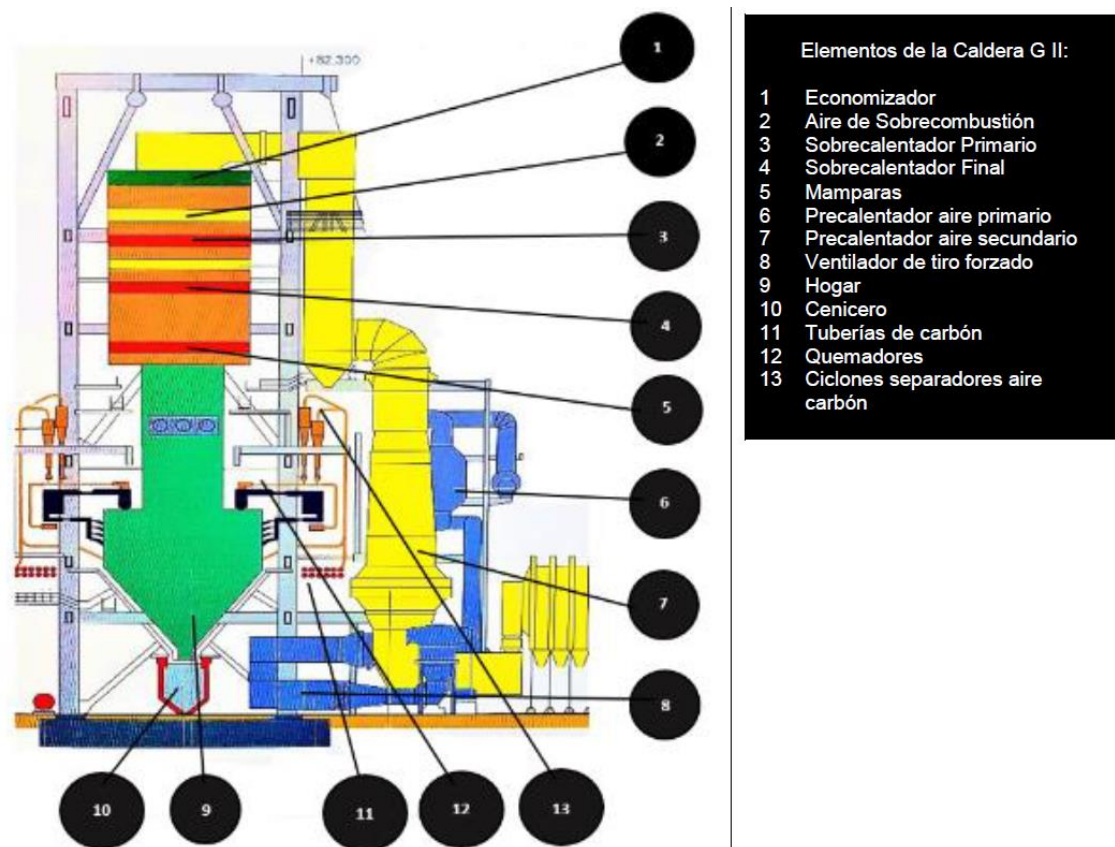
-Bombas de alimentación: número, 2, Sulzer, 75-CHTA
fabricante y tipo

- Nave de tolvas Grupo II

Cumple la misma función que para el otro grupo, es decir, se encarga de recibir el carbón de la cinta y transportarlo a la caldera.

- Caldera Grupo II

Esta caldera es incluso mayor que la del Grupo uno, con una altura total de 82,3 metros. También se encuentra a la intemperie. Debajo se incluye un diagrama de la caldera, así como una tabla con sus propiedades:



Cuadro 6-6: Diagrama de la caldera del Grupo II [85]

Tabla 6-4: Especificaciones técnicas de la caldera del Grupo II

Fabricante: Balcke-Dürr	
-Tipo	Intemperie, circulación forzada, hogar tipo equilibrado
-Temperatura de entrada economizador (°C)	257
-Producción de vapor (T/h)	1.065
-Presión y temperatura del vapor principal (kg/cm ² y °C)	176/540
-Presión y temperatura del vapor recalentado frío (kg/cm ² y °C)	46,5/345

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

-Temperatura del vapor recalentado caliente (°C)	540
-Temperatura de gases de entrada y salida de precalentadores (°C)	461/130
-Número de calderines	-
-Número de quemadores	24 verticales
-Número de molinos, tipo y capacidad	6, tipo bola, 30%
-Combustible	Hulla y antracita
-Número de precalentadores secundarios	2 tipo Ljunstrom
-Número de precalentadores de aire primario	2 tipo Ljunsrtrom
-Número de ventiladores de tiro forzado, inducido y aire primario	2,2,2
-Número de bombas de recirculación	1
-Rendimiento de diseño	87,84
-Consumo de carbón (T/h)	155

- Precipitador electrostático Grupo II

Esta gran estructura retira cenizas y otras partículas de la corriente de humos que sale de la caldera, evitando que sean liberados a la atmósfera.

- Chimenea Grupo II

Tiene una altura de 200 metros y está formada por secciones de hormigón armado reforzado con materiales cerámicos en el interior.

- Silo de cenizas y escorias Grupo II

Las sustancias sólidas y cenizas retiradas de la caldera y de la corriente de gases son almacenadas antes de deshacerse finalmente de ellas.

- Tanques de agua Grupo II

Proporcionan agua desmineralizada a distintos procesos del Grupo II.

- Tanques de almacenamiento de gasoil
- Planta desulfuradora

Elimina óxidos sulfurosos (SOx) de la corriente de gases que salen de la caldera antes de que estos sean liberados, reduciendo las emisiones totales a la atmósfera.

- Almacén de residuos peligrosos y fuel oil
- Naves de almacenamiento de caliza y yeso
- Planta captadora de CO2

Su función es similar a la de la planta desulfuradora, captando CO2 de la corriente de aire que sale de la caldera antes de que este salga por la chimenea.

6.2.5 Área 5: Instalaciones de tratamiento de aguas

- Torres de refrigeración G I y G II

La central cuenta con dos torres de refrigeración, de 100 metros de altura cada una, que funcionan como sumidero de calor para cada uno de los ciclos termodinámicos.

- Sala de bombas y toma de agua

La central cuenta con una presa derivadora y un sistema de bombas para sacar agua del río. Esta agua es tratada para emplearse en los distintos procesos de la planta.

- Instalaciones de limpieza de aguas

El agua que sale de las instalaciones suele estar en malas condiciones, tanto para ser devuelta al río o para reutilizarse en la central. Por ello, la central cuenta con instalaciones para el tratamiento de aguas por medios químicos y físicos, como grandes balsas de decantación.

- Estación meteorológica

La central cuenta con una instalación que incluye equipos meteorológicos, además de sensores de gases peligrosos. Esta opera en una red de tres instalaciones más, colocadas estratégicamente para evaluar las condiciones del aire en la zona y controlar los niveles de emisiones de la central.

Tabla 6-5: Especificaciones técnicas de las estaciones meteorológicas asociadas a la central

Estación	Situación respecto a la central	Contaminantes medidos	Equipos instalados y técnica de análisis
Cuadros	8 km. S	-SO ₂ -NO, NO ₂ -Partículas en suspensión	-Analizador de SO ₂ (Fluorescencia) -Analizador de óxidos de Nitrógeno (Quimioluminiscencia) -PM10 (gravimetría inercial) -T ^a , velocidad y dirección del viento
La Robla	100 m. NNE	-SO ₂ -NO, NO ₂ -Partículas en suspensión -Partículas sedimentables	-Analizador de SO ₂ (Fluorescencia) -Analizador de óxidos de Nitrógeno (Quimioluminiscencia) -PM10 (gravimetría inercial) -T ^a , velocidad y dirección del viento
Naredo	8 km. E	-SO ₂ -NO, NO ₂ -Partículas en suspensión	-Analizador de SO ₂ (Fluorescencia) -Analizador de óxidos de Nitrógeno (Quimioluminiscencia) -PM10 (gravimetría inercial) -T ^a , velocidad y dirección del viento
Ventosilla	17 km. N	-SO ₂ -NO, NO ₂ -Partículas en suspensión	-Analizador de SO ₂ (Fluorescencia) -Analizador de óxidos de Nitrógeno (Quimioluminiscencia) -PM10 (gravimetría inercial) -T ^a , velocidad y dirección del viento

6.3 SELECCIÓN DEL REACTOR

La selección del reactor adecuado es probablemente la decisión más importante a la hora de diseñar el proyecto. Dependiendo de las características operativas y de los requerimientos del mismo, evaluaremos cuáles son las modificaciones que serán necesarias a la instalación antigua.

A la hora de tomar esta decisión, hay que evaluar los siguientes aspectos del reactor en orden de importancia: funcionalidad, parámetros de funcionamiento y modificaciones estructurales requeridas.

- Lo más importante a la hora de seleccionar el reactor es conocer cuál es el servicio que nos va a ofrecer. Los diseños SMR tienen la ventaja de ser muy avanzados, lo que les permite operar con configuraciones de producción o desarrollar tareas lejos del alcance de los reactores convencionales. Para este proyecto, buscamos un reactor que nos pueda ofrecer, como base, una producción energética similar a la de la central antigua. Además de esto, sería ideal encontrar un diseño que aproveche las nuevas funciones que ofrecen los reactores de Generación IV.
- Es muy importante a la hora de evaluar los distintos diseños el comparar los parámetros del reactor con los de la caldera que va a reemplazar. Si existe mucha diferencia entre la corriente de vapor obtenida del reactor y la de la caldera antigua, se deben modificar otros equipos para ajustarse a las nuevas condiciones, lo que acarrea costes adicionales.
- A diferencia de otras opciones de conversión como el gas o la biomasa, en las que las modificaciones estructurales se suelen limitar a el sistema de transporte y almacenamiento de combustible y a los cambios requeridos en la caldera (o a la sustitución de la misma), los requerimientos en seguridad y equipos que requiere un reactor nuclear hacen que sea necesario el desmantelamiento casi total no solo del edificio de calderas, sino de los edificios cercanos, buscando salvar las instalaciones en las que se encuentran elementos como las turbinas o los generadores de vapor, aunque estos pueden ser trasladados a otros edificios si la situación lo requiere. Estas obras se deben llevar a cabo independientemente del tipo de reactor, así que no son un factor determinante a la hora de elegir entre los distintos diseños, a no ser que alguno requiera de un cambio demasiado agresivo, lo que va en contra de la propia idea de aprovechamiento.

6.4 CONVERSIÓN A GAS NATURAL

Los proyectos de conversión de infraestructura energética empleando tecnología nuclear son algo que aún se está estudiando. Para ofrecer un punto de comparación en este proyecto, plantearemos una conversión alternativa al gas natural, una fuente de energía que se ha empleado ya en muchos de estos proyectos. La conversión a gas natural incluye tres partes, al igual que la nuclear.

Primero, elegiremos la mejor opción de conversión de gas natural entre las que hemos visto antes (adaptación de caldera o instalación de un ciclo combinado), justificando la decisión y presentando un ejemplo.

Después, estudiaremos las modificaciones que tenemos que realizar en la central actual y el coste de la conversión. En esto, al ser la conversión a gas una referencia para comparar con la nuclear, y no el foco del trabajo, se entrará menos en detalle a la hora de evaluar la utilidad y viabilidad de los componentes para la conversión, así como en el cálculo de la misma.

Por último, veremos el impacto ambiental de la producción eléctrica de un ciclo combinado de gas, tomando los niveles de gases nocivos generados.

7 RESULTADOS

7.1 SELECCIÓN DE DISEÑO SMR

7.1.1 Funcionalidad

El mayor atractivo en cuanto a funcionalidad de estos diseños modernos es el mejor aprovechamiento de combustible nuclear y su papel en el tratamiento de residuos. Esto solucionaría (en parte) el problema del ciclo de energía nuclear, a la vez que ayuda a calmar la mayor fuente de descontento social. Decantarse por una de ellas nos permite aprovecharnos de estas ventajas.

Dentro de los diseños que hemos desarrollado anteriormente, hay tres que entran dentro de esta categoría: Brest-OD-300, Fuji MSR y SSR-W300. Entre estos tres diseños, solo el Brest-OD-300 ha pasado de la fase de diseño, con un reactor experimental en construcción en Rusia. Como ya hemos visto antes, el Brest-OD-300 es un reactor de neutrones rápidos refrigerado con plomo, cuyo objetivo principal es conseguir un ciclo de combustible cerrado, “quemando” residuos a la vez que los genera, para conseguir una reacción estable. Su diseño también permite utilizarlo para transformar los residuos de otras centrales, bien en material que se pueda utilizar como combustible o en otros compuestos menos peligrosos. Todo esto se consigue con sistemas de seguridad centrados en la operación pasiva, lo que le permite que el área de exclusión sea muy reducida. Sin embargo, este diseño no está pensado para suministrar agua caliente ni para realizar tareas de seguimiento de carga, debido a que su operación se mueve en unos márgenes de reactividad pequeños que no se pueden modificar con facilidad.

Otra posibilidad es la instalación de múltiples reactores modulares de menor potencia pero que operan en conjunto formando una unidad, como es el caso del reactor NuScale. Este diseño se caracteriza por su reducido tamaño y potencia, lo que permite colocar varias unidades en una piscina conjunta, consiguiendo un núcleo reducido en la central. La gran ventaja de estos reactores es que las distintas unidades se pueden configurar de varias maneras. Encendiendo o apagando los reactores, o conectándolos a las turbinas de vapor o a una red de agua caliente, conseguimos modificar la producción adaptándola a las necesidades de la red. Por otro lado, su principal inconveniente es que en cuanto a principio de funcionamiento estos operan como reactores convencionales, es decir, que generan residuos radiactivos que deben ser manipulados y almacenados adecuadamente, lo que aumentará el rechazo al proyecto. Sin embargo, estudios llevados a cabo por el National Nuclear Laboratory de Reino Unido apuntan a que futuras iteraciones de este diseño podrían operar empleando combustible MOX con base de plutonio, dando salida a este material y aumentando la cantidad de recursos nucleares en el mundo. [86]

Dentro de esta última categoría de reactores de baja potencia, hay que destacar el diseño HTR-PM. El diseño de este reactor está pensado específicamente para que se pueda adaptar con facilidad a este tipo de proyectos. Su relativa baja potencia de 200 MW y su vapor a alta temperatura y presión permite conectar varias unidades a una turbina convencional de una central térmica sin llevar a cabo demasiadas modificaciones en la misma. Este diseño, junto con el reactor Brest, ha salido ya de la fase de diseño y se espera que entre en pruebas con una planta experimental en China. [80]

Teniendo en cuenta todo esto, y considerando cuál es la situación actual del sector energético, en este campo la mejor opción es el reactor Brest-OD-300, por su capacidad de aprovechamiento y destrucción de residuos nucleares, que ayudaría a gestionar el stock nacional de los mismos.

7.1.2 Parámetros de funcionamiento

En la siguiente tabla, se muestran los parámetros de los tres modelos de reactor seleccionados en el apartado anterior.

Tabla 7-1: Especificaciones técnicas de los tres diseños de reactor escogidos
[36][80][87][88][89]

Reactor	Brest-OD-300	NuScale	HTR-PM
Temperatura de entrada del agua (°C)	340	265	205
Temperatura de salida del vapor (°C)	520	321	566
Presión vapor (MPa)	n/d (alta)	n/d	13,24
Flujo de vapor (t/h)	n/d	n/d	671
Ciclo de recarga (años)	1	1	-
Flujo del refrigerante (kg/s)	40	87	96
Temperatura de entrada del refrigerante (°C)	420	-	250
Temperatura de salida del refrigerante (°C)	540	-	750
Potencia térmica (MWt)	700	160	250

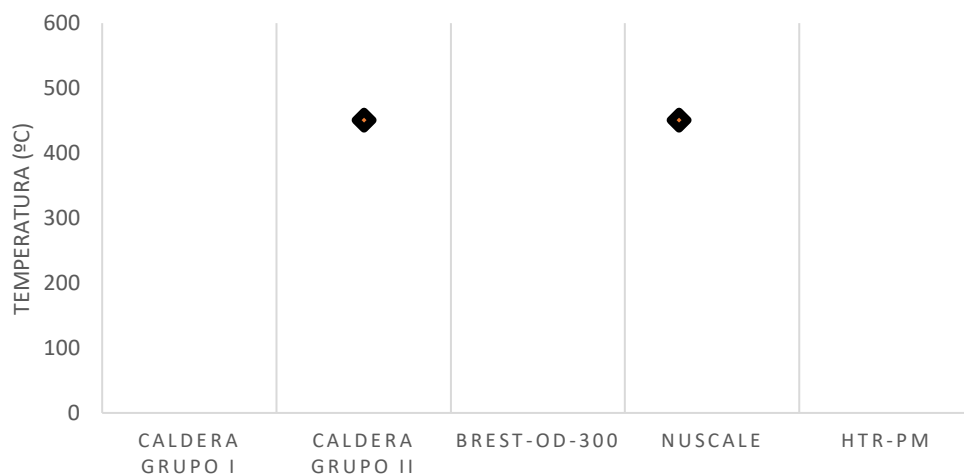


Gráfico 7-1: Temperatura de vapor de los reactores escogidos y las calderas de carbón

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

Como podemos ver, los diseños Brest-300 y HTR-PM son los que mejor se adaptan a los parámetros de las turbinas. Sin embargo, la falta de datos sobre el reactor Brest-300 no nos permite evaluar si la corriente de vapor es adecuada para las turbinas que disponemos por lo que, en cuanto a el ajuste a las características técnicas de la central, el mejor diseño es el HTR-PM.

7.1.3 Modificaciones estructurales y de entorno requeridas

El área requerida para la instalación no supone un problema, ya que las necesidades de espacio de la instalación nuclear, independientemente de cuál de los tres diseños tengamos en cuenta son menores que los de la central de carbón, al no necesitar de carboneras ni grandes almacenamientos de escombros y cenizas.

Lo mismo se puede decir de las características sísmicas y estructurales del terreno. Los análisis del suelo llevados a cabo para la construcción de la central se pueden examinar para evaluar si las condiciones del mismo son adecuadas para la nueva instalación. Aun así, asumiendo que dichas condiciones eran adecuadas para la central anterior, es decir, que el suelo era capaz de soportar los equipos previos, puede sin problema tanto con un reactor de la misma potencia o con un ciclo de gas, ya que el peso de estos es menor. A las consideraciones sísmicas se les aplica la misma regla teniendo en cuenta que, al no disponer de legislación específica para los nuevos reactores, asumimos que el nivel de estabilidad sísmica en el que se encontraba la central anterior es adecuado para instalar un reactor nuclear con seguridad, y que se realizaron previamente estudios sísmicos que pueden ser consultados para asegurarnos. [90]

Otra de las ventajas de los diseños SMR es que, a pesar de que aún no exista ninguna regulación al respecto, varias fuentes defienden que gracias a su alto nivel de seguridad no es necesario marcar zonas de exclusión alrededor de las mismas más allá de la propia extensión de la instalación [86]. Para nuestro caso, no tendremos en cuenta la cercanía a poblaciones cercanas basándonos en esta posición.

Al cumplir los tres diseños todos estos requerimientos de igual manera, para seleccionar el reactor que mejor se ajuste en este sentido a nuestro proyecto nos debemos fijar en cuáles son las instalaciones que deberíamos alterar para cada diseño de reactor.

- Brest-OD-300

Como ya hemos mencionado, las características técnicas de este reactor son buenas para este tipo de proyecto. La elevada potencia térmica genera una fuente de vapor a alta temperatura y presión, adecuada para hacer funcionar la turbina de una central convencional, a la vez que presenta una superficie reducida. Sin embargo, aún no se conocen (o no se han hecho públicos) muchos detalles sobre parámetros de funcionamiento. A pesar de que la potencia nominal eléctrica de la central se podría conseguir con dos de estos reactores (300 MWe cada uno, para un total de 600 MWe, similar a los 620 MWe nominales de la central) debemos suponer que necesitarán de equipos propios para obtener estos resultados. Esto implica que ambos grupos deben ser desmantelados por completo para dejar sitio a las instalaciones nuevas, lo que supone una pérdida de prácticamente toda la central, salvo algunas estructuras menores como la caseta de vigilancia, vestuarios y almacenes.



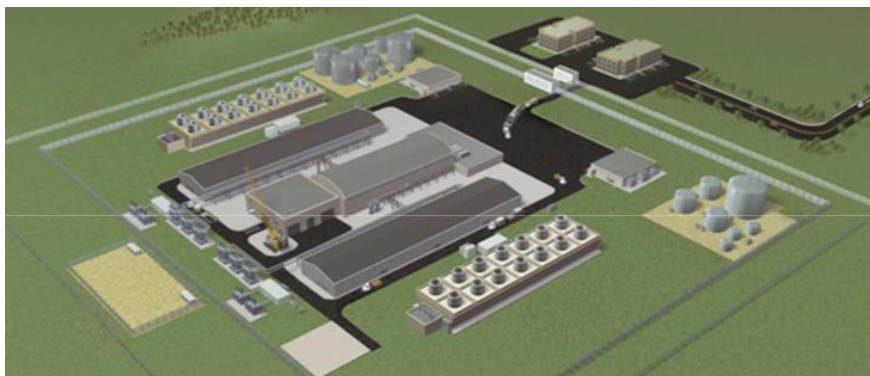
Cuadro 7-1: Modelo de la central experimental Brest-OD-300 [91]

Es posible que algunas de las instalaciones de mayor importancia dentro del proceso de producción energética también se puedan salvar, como es el caso de las subestaciones y parte del área de tratamiento de aguas, como las torres de refrigeración, se puedan mantener. Sin embargo, no disponemos de datos suficientes como para confirmar esto, o para determinar cuáles son las modificaciones necesarias.

En definitiva, pese a que requiera de mucho menos espacio para producir una potencia similar, la implantación de este diseño para una central de la misma potencia de generación que la antigua supone deshacernos de prácticamente todas las estructuras y equipos presentes.

- NuScale

Para el reactor NuScale, la situación es similar. En este caso, es su baja potencia por unidad y los parámetros de funcionamiento los que implican que ningún elemento de los antiguos grupos térmicos nos es de utilidad, ya que las unidades requieren de estructuras y equipos propios. Por lo tanto, las modificaciones requeridas son las mismas que para el caso anterior, con la mayor parte de la central siendo desmantelada salvo por edificaciones menores y, en el mejor de los casos, instalaciones eléctricas y de tratamiento de aguas.

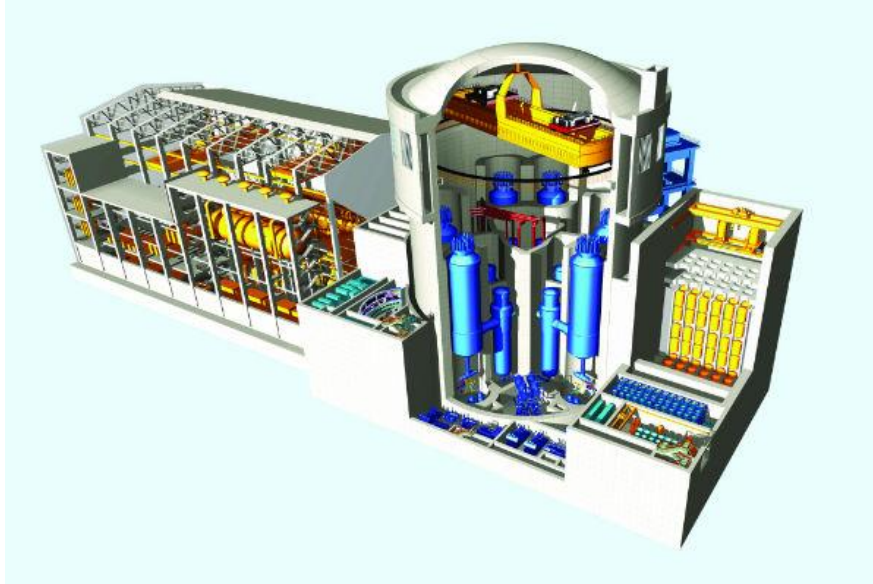


Cuadro 7-2: Vista aérea de un modelo de central formado por 12 unidades NuScale [87]

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

- HTR-PM

El reactor HTR-PM es el que mejor se ajusta a las calderas actuales en cuanto a las condiciones del vapor que genera. Esto nos permite, en un principio, mantener el conjunto turbina-alternador con pocas modificaciones, junto con las instalaciones de tratamiento de agua, ya que los flujos de vapor son similares. Además, la filosofía de diseño de este reactor, pensado para que varias unidades se conecten para hacer girar una única turbina, nos permite plantear una instalación de tres o cuatro reactores en la localización actual de las calderas de carbón, pudiendo conservar las naves de turbinas y los edificios de oficinas en su estado actual.



Cuadro 7-3: Vista de una central con seis reactores HTR-PM alimentando una turbina de gran potencia [92]

7.1.4 Diseño elegido

Basándonos en los resultados de la comparación de los tres diseños seleccionados, el reactor que mejor se adapta a nuestro caso es el HTR-PM. Su gran inconveniente es que presenta un ciclo de combustible abierto, al estilo de los reactores actuales, y por el momento no se plantean diseños que funcionen con combustibles alternativos. Esto es algo que está lejos de ser lo ideal en una situación en la que un reactor diseñado para emplear combustible nuclear alternativo es algo cada vez más buscado. A pesar de ello, el HTR-PM es un diseño moderno, más eficiente y con un nivel de seguridad más alto que los reactores convencionales. Su filosofía de diseño, como sustituto de centrales de carbón y gas hace que sus características técnicas sean ideales para estos proyectos, con unos valores de presión, temperatura y flujo de vapor casi perfectos para las turbinas de las que disponemos. Todo esto hace que exista la posibilidad (que estudiaremos más a fondo a continuación) de mantener buena parte de los edificios de la instalación intactos, en especial las naves de turbinas y los sistemas de tratamiento de aguas.

7.2 ESTUDIO DE MODIFICACIONES REQUERIDAS PARA LA ADAPTACIÓN

Ahora que ya hemos seleccionado el diseño que mejor se adapta a nuestro proyecto, el siguiente paso es determinar de manera definitiva cuáles son las modificaciones que debemos llevar a cabo en la central. Estas modificaciones pueden ser obligadas por el cambio al reactor, o recomendaciones de cambio para modernizar la planta en su conjunto. Para ello, estudiaremos por separado las cinco áreas establecidas en el apartado 6.2. Por último, veremos cuáles son las modificaciones que se necesitarían en caso de llevar a cabo un proyecto de conversión a gas natural.

7.2.1 Área 1: Instalaciones auxiliares perimetrales

Dentro de estas estructuras se pueden mantener unidades de uso general, como la caseta de vigilancia, oficinas o almacenes. Otras estructuras como la instalación de H₂, el silo de cenizas y el toma-muestras carecen de utilidad, y deben ser eliminadas para que ese espacio pueda ser utilizado por los nuevos edificios. Cabe mencionar que, por lo general, estas estructuras tienen unas condiciones mejorables, por lo que es recomendable que aquellas que se mantengan sean remodeladas y restauradas. El balance final sería el siguiente:

Tabla 7-2: Destino de las estructuras del Área I

Estructura	Destino
– Caseta vigilante	– Mantener (renovación)
– Vestuarios	– Mantener (renovación)
– Botiquín	– Mantener (renovación)
– Aparcamientos y torno	– Mantener (renovación)
– Instalación fija de H ₂ de proceso	– Desmantelamiento
– Oficinas Grupo I	– Mantener (renovación)
– Almacenes 1, 2, 3, 4 y de tanques de gases	– Mantener (renovación)
– Talleres	– Mantener (renovación)
– Tanque de aceites usados	– Desmantelamiento
– Silo de cenizas	– Desmantelamiento
– Antiguo toma-muestras de carbón	– Desmantelamiento
– Básculas, toma de muestras y lava-ruedas	– Desmantelamiento
– Carpa	– Desmantelamiento
– Manantial de agua potable	– Mantener
– Subestaciones auxiliar y de baja potencia	– Mantener

7.2.2 Área 2: Carboneo

Debido al cambio en el combustible utilizado, todas las estructuras relacionadas con la manipulación y el almacenamiento de carbón no tienen ninguna función útil en la nueva central. Por lo tanto, todas las unidades y equipos de esta área serán desmanteladas.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

7.2.3 Área 3: Grupo I

En esta área hay equipos que se deben evaluar más a fondo, estudiando su compatibilidad con el reactor elegido. Pero empezaremos listando aquellos equipos que van a ser desmantelados en cualquier caso, ya que no pueden cumplir ningún papel en la nueva central o porque su emplazamiento imposibilita las obras de renovación.

Equipos por desmantelar:

- Nave de tolvas
- Caldera
- Nave auxiliar
- Tanques de agua
- Laboratorio químico
- Precipitador electrostático
- Chimenea
- Silos de cenizas y escorias
- Balsa de decantación de cenizas
- Tratamiento de aguas negras
- Edificio de bombas del cenicero

Esto nos deja con la nave de turbinas y el patio de transformadores del Grupo I. En el caso de la turbina, se debe evaluar las condiciones del vapor que nos ofrece el reactor, para ver si es compatible con la demanda de la turbina. En la siguiente tabla, recogemos estos datos, ya presentados anteriormente, para verlos con mayor claridad:

Tabla 7-3: Comparación de los parámetros de funcionamiento de la caldera y la turbina a del Grupo I con el reactor nuclear seleccionado

Parámetro	Demanda turbina	Caldera Grupo I	HTR-PM
Temperatura (°C)	538	540	566
Presión de entrada (kg/cm ²)	162	168	135
Caudal de vapor (t/h)	(837)	837	671

Como podemos ver, las condiciones del vapor generado por el reactor HTR-PM se ajustan bastante bien a la turbina. Si realizásemos la conexión entre la turbina y una única unidad de reactor de tipo HTR-PM sin ninguna modificación, la turbina podría operar de manera segura pero ofreciendo una menor potencia, ya que no estaría trabajando en condiciones nominales.

Sin embargo, se puede realizar una mejor conexión con modificaciones menores. Al fijarnos en la temperatura del vapor, vemos que es la adecuada sin necesidad de realizar cambios. Los otros dos parámetros, se pueden ajustar mejor. La mejor solución sería la instalación de un segundo reactor en el ciclo, haciendo que ambos funcionen en paralelo con una potencia reducida. Esto permitiría aumentar tanto la presión del vapor como el caudal al combinar las dos corrientes de una manera sencilla, ya que este reactor está diseñado con esta disposición en tándem en mente. La instalación de un segundo reactor también permitiría continuar con la producción energética (de manera reducida) en caso de parada de una de las unidades por mantenimiento o en caso de emergencia, lo que, sumado a el sistema de alimentación continua de los reactores, nos daría un factor de capacidad (en los reactores) cercano al 100%. Esta configuración también nos permite redirigir el excedente de vapor tanto a sistemas de calefacción urbanos (servicio que ayudaría en gran manera en una zona con inviernos muy fríos) como a procesos

industriales (eg. la fábrica de la cementera Tudela Veguin S.A., ubicada a escasos kilómetros de la central). Por último, si adoptamos el diseño de reactores en paralelo tenemos la posibilidad de, en un futuro, plantear un proyecto de modernización de la central cambiando la turbina por otro diseño más moderno, aumentando la capacidad total de producción eléctrica.

A la hora de decidirnos sobre el patio de transformadores, podemos asumir que, si mantenemos el conjunto turbina-alternador, podemos mantener también estos equipos sin modificación alguna.

7.2.4 Área 4: Grupo II

El análisis del Grupo II se desarrollará de igual manera que el anterior. En primer lugar, designaremos los edificios y estructuras que deben ser eliminadas:

- Nave de tolvas
- Caldera
- Precipitador electrostático
- Chimenea
- Silo de cenizas y escorias
- Tanques de agua
- Tanques de almacenamiento de gasoil
- Planta desulfuradora
- Sistema de fueloil y almacén de residuos
- Nave de caliza y tanques
- Nave de yeso y tanques
- Planta captadora de CO₂

Al igual que en el caso anterior, para decidirnos sobre el conjunto turbina-alternador y sobre el patio de transformadores nos tenemos que fijar en las características técnicas del conjunto termodinámico:

Tabla 7-4: Comparación de los parámetros de funcionamiento de la caldera y la turbina a del Grupo II con el reactor nuclear seleccionado

Parámetro	Demanda turbina	Caldera Grupo I	HTR-PM
Temperatura (°C)	538	540	566
Presión de entrada (kg/cm ²)	166	176	135
Caudal de vapor (t/h)	(1.065)	1.065	671

Se ve con facilidad que estamos en el mismo caso que en el apartado anterior. A pesar de que la temperatura es correcta, la presión y el caudal son ligeramente inferiores. Por ello, la decisión que mejor se ajusta es la misma que en el Grupo I, con dos reactores en paralelo supliendo a la misma turbina. De nuevo como en el caso anterior, la conservación del conjunto turbina-alternador permite mantener también el patio de transformadores en su estado actual.

7.2.5 Área 5: Instalaciones de tratamiento de aguas

Las instalaciones de tratamiento de aguas son esenciales para el funcionamiento de la central, tanto como lo eran para la antigua. Las estructuras de esta área, por lo general, se pueden mantener en las mismas condiciones, siempre que los caudales de agua de

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

los sistemas de abastecimiento para procesos y del sistema de refrigeración sean los adecuados. Para nuestro caso podemos considerar que, al conseguir un flujo de vapor en la entrada de las turbinas igual al de las calderas antiguas con la configuración en paralelo, las instalaciones de condensación y refrigeración son válidas sin necesidad de modificaciones en las mismas.

La excepción dentro de los equipos de esta área son las instalaciones de limpieza de agua. A pesar de que la central nueva requiera de una de estas instalaciones para asegurar que el agua que se devuelve al entorno lo hace en las condiciones adecuadas, las estructuras y equipos actuales están diseñados para limpiar la corriente de agua de los residuos que se pueden generar una instalación térmica de carbón y no en una central nuclear, por lo que deben ser reemplazados por otros nuevos.

Esto significa que podemos mantener las siguientes estructuras:

- Torres de refrigeración de GI y GII
- Sala de bombas y toma de agua
- Estación meteorológica

7.2.6 Vista final de la planta

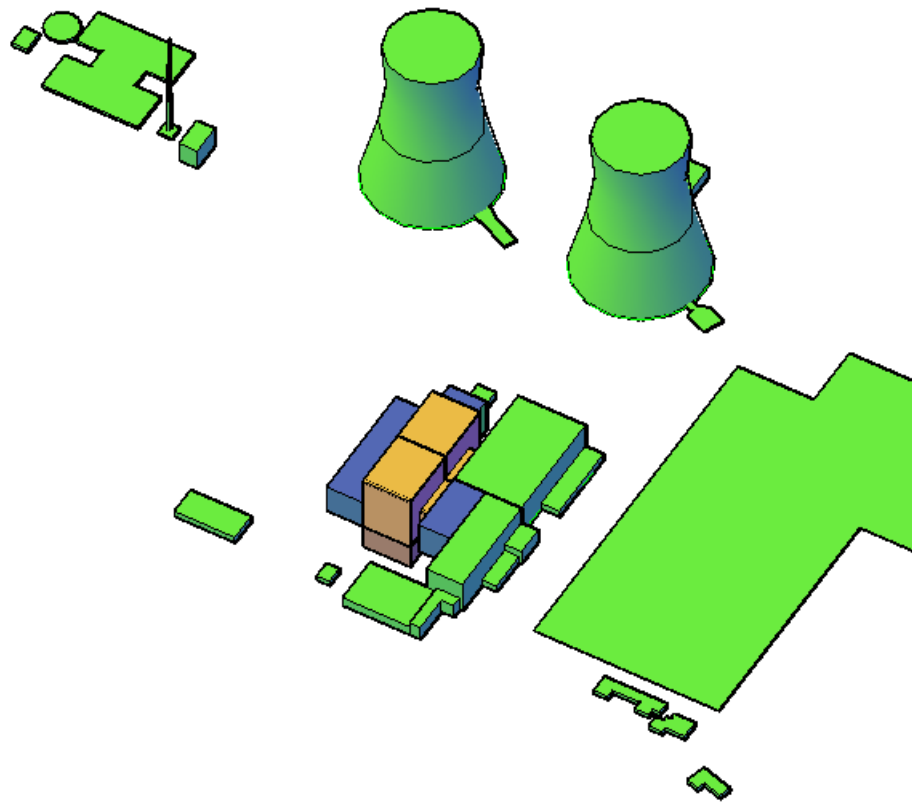
Finalmente, como hemos determinado no solo el tipo de reactor, sino las modificaciones que son necesarias y la configuración que se le puede dar a la planta, podemos realizar un modelo preliminar de las nuevas instalaciones. Para ello, nos basaremos en fotografías de la central en construcción, así como en modelos y planos de distintas configuraciones que se han estudiado. [92–96]

En el modelo, los distintos elementos están recogidos con el siguiente código de colores:

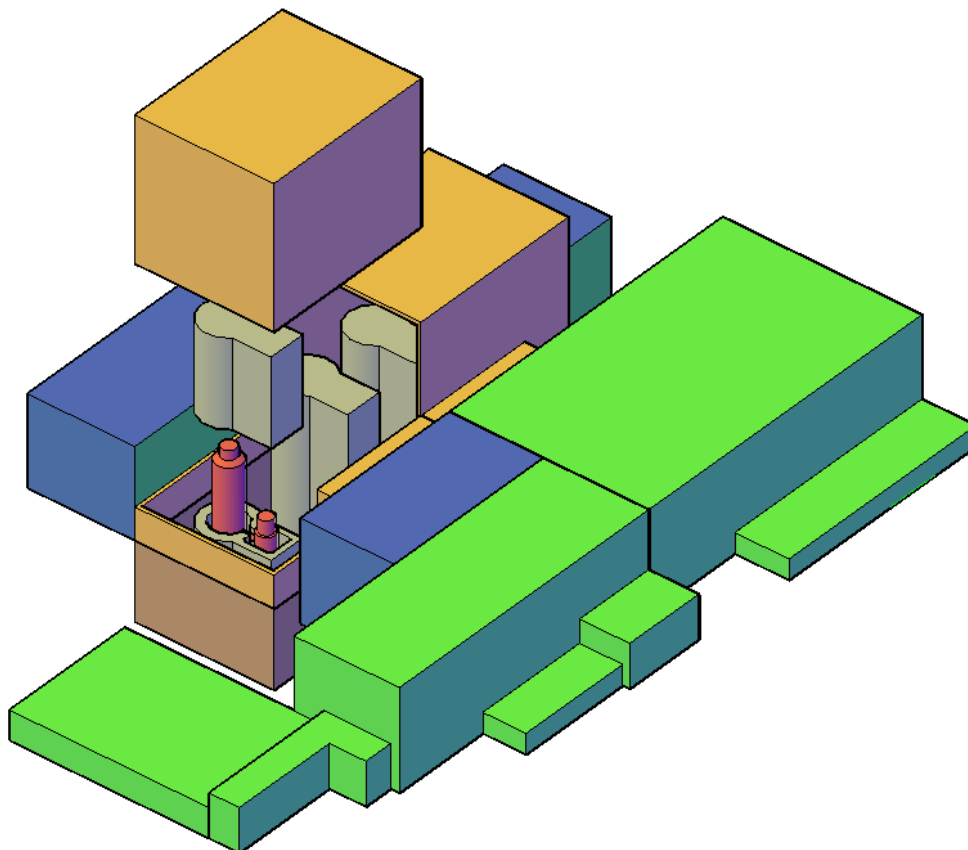
- Elementos recuperados: Verde
- Edificio de contención: Naranja
- Estructuras de contención del reactor: Gris
- Reactor y generador de vapor: Rojo

Las estructuras enterradas se denotan con un tono más oscuro del mismo color.

Entre los edificios auxiliares se encuentran la nave de almacenamiento de combustible y material usado, el edificio de control y una nave auxiliar para equipos como los generadores auxiliares.



Cuadro 7-4: Vista aérea general de las nuevas instalaciones (Realización propia)



Cuadro 7-5: Detalle de los edificios centrales y la sala de reactores (Realización propia)

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

7.3 COMPARATIVA CON GAS NATURAL

El primer paso es determinar qué opción de conversión a gas natural es la que vamos a emplear. Debido a la creciente demanda de gas natural como recurso energético, con la consecuente subida de precios, esta elección está guiada por obtener el máximo rendimiento energético en la nueva planta, en lugar de mantener la central lo más intacta posible. Como ya hemos visto, existen dos tipos de conversión a gas natural para las centrales de carbón: conversión directa de la caldera o reemplazo de la misma por un ciclo combinado de gas. La primera opción, supone una pérdida de hasta el 3% en el rendimiento de la instalación [97]. Por otra parte, los ciclos combinados modernos pueden alcanzar eficiencias energéticas superiores al 60%. Para decidir qué opción nos conviene más, el primer paso es calcular el rendimiento energético de la instalación antigua:

Tabla 7-5: Datos de consumo y potencia de los grupos termodinámicos de carbón, así como poder calorífico del combustible

Poder calorífico del combustible (MJ/kg)	25,40
Consumo Grupo I (125 t/h)	125
Consumo Grupo II (155 t/h)	155
Potencia Grupo I (MW)	280
Potencia Grupo II (MW)	370

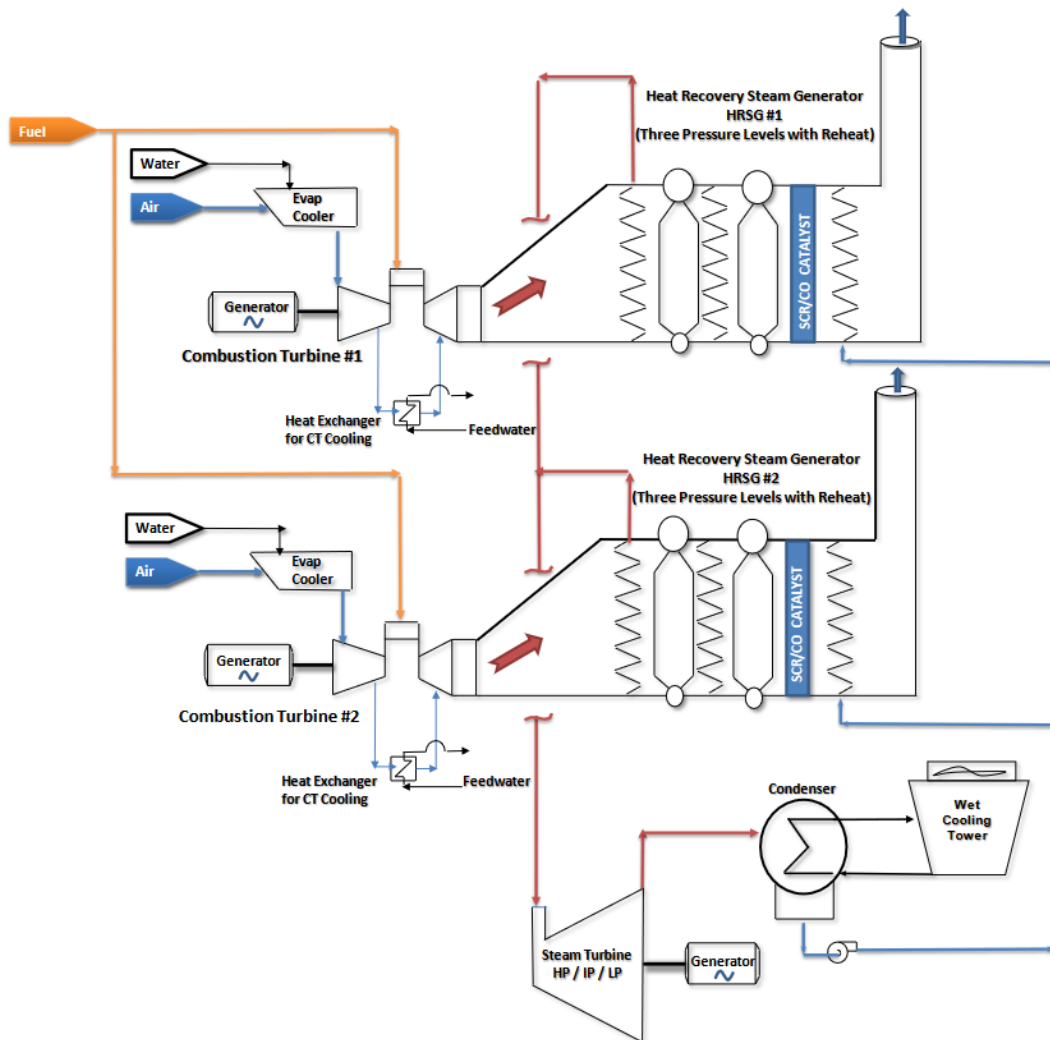
$$25,40 \left(\frac{MJ}{kg} \right) * 125 \left(\frac{t}{h} \right) * 1000 \left(\frac{kg}{t} \right) * \frac{1}{3600} \left(\frac{h}{s} \right) = 881,94 \text{ MWt}$$

$$25,40 \left(\frac{MJ}{kg} \right) * 155 \left(\frac{t}{h} \right) * 1000 \left(\frac{kg}{t} \right) * \frac{1}{3600} \left(\frac{h}{s} \right) = 1.093,611 \text{ MWt}$$

$$\eta_{GI} = \frac{280}{881,94} * 100 = \mathbf{31,74\%}$$

$$\eta_{GII} = \frac{370}{1.093,611} * 100 = \mathbf{33,83\%}$$

Como podemos ver, el rendimiento de la central anterior no es demasiado alto. Si a estos datos le añadimos la pérdida en la conversión, obtenemos unos valores de apenas 30%, mucho menores que los que nos puede ofrecer un ciclo combinado, por lo que nos decantaremos por esta última opción. Para nuestra comparativa, tomaremos el ejemplo de central de ciclo combinado presentado en [98]. La central desarrollada en el documento está compuesta por dos turbinas de gas de 385 MWe cada una, con sistemas HRSG (Heat Recovery Steam Generator) que alimentan una única turbina con una potencia de 350 MWe, lo que eleva la potencia nominal de la instalación a 1120 MW. El aumento de potencia no es evitable, ya que el calor recuperado de los gases de salida de un único ciclo con es suficiente como para alimentar la turbina. Esto no es ideal desde el punto de vista de modificaciones, ya que requerirá cambios en la subestación principal.



Cuadro 7-6: Diagrama de la instalación elegida[98]

Para esta conversión se deben dismantlar los mismos equipos que para el caso nuclear, ya que tampoco van a tener utilidad en la nueva central. Además se deben eliminar el resto de las estructuras de uno de los grupos, ya que sólo es necesario un conjunto turbina-alternador (además del transformador y el ciclo de agua de refrigeración). Dadas las características de la instalación que se quiere desarrollar, eliminaremos el Grupo I y sus estructuras asociadas. Esto se debe a que no tiene la potencia necesaria que se debe extraer de la turbina. Sumado a esto está el que la turbina del Grupo II es más moderna, lo que nos permitirá mantenerla más tiempo funcionando, y el coste total de dismantlar el Grupo I es menor que el del Grupo II.

7.4 ESTUDIO ECONÓMICO

A la hora de evaluar los costes del proyecto, vamos a tener en cuenta dos parámetros: el coste de dismantlamiento de aquello que sea innecesario y el coste de compra e instalación de los nuevos equipos. Además de esto, compararemos el precio de la electricidad generada por la nueva central nuclear con el precio de la antigua caldera de carbón y con un ciclo de gas.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

7.4.1 Coste de conversión a SMR

7.4.1.1 Desmantelamiento de las anteriores instalaciones

Los costes de desmantelamiento han sido obtenidos del proyecto oficial de desmantelamiento de la planta, presentado por Afesa y Naturgy. Para nuestro proyecto, tomaremos las instalaciones que hemos clasificado en el apartado anterior como innecesarias.

Para el caso del reactor tipo HTR-PM, las estructuras y equipos a desmantelar, y el coste asociado a ellas es el siguiente:

Tabla 7-6: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 1

Área 1	
Instalación de H ₂ de proceso	5.220,67 €
Tanque de aceites usados	14.003,18 €
Silo de cenizas	7.329,01 €
Básculas, toma de muestras y lava-ruedas	5.210,80 €
Carpa	2.831,04 €
Antiguo toma-muestras de carbón	5.803,84 €
Otras edificaciones	2.851,73 €
Total	43.250,27 €

Tabla 7-7: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 2

Área 2	
Cintas aéreas, subterráneas y tolvas	263.553,73 €
Torres de transferencia	193.496,25 €
Descarga de vagones de tren	72.397,96 €
Edificio de control del parque de carbones	8.513,63 €
Rotopala y apiladora	131.940 €
Balsa de decantación de carbones	73.201,98 €
Cinta TT4	53.328 €
Total	796.431,55 €

Tabla 7-8: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 3

Área 3	
Nave de tolvas	230.401,30 €
Caldera	1.191.794,95 €
Nave auxiliar	40.259,34 €
Tanques de agua	7.638,90 €
Laboratorio químico	42.064,23 €
Precipitador electrostático	160.797,33 €
Chimenea	316.963,74 €
Silos de cenizas y escorias	59.122,80 €
Balsa de decantación de cenizas	35.274,40 €
Tratamiento de aguas negras	2.229,22 €
Edificio de bombas del cenicero	8.146,50 €
Total	2.094.692,71 €

Tabla 7-9: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 4

Área 4	
Nave de tolvas	474.448,40 €
Caldera	1.801.943,67 €
Precipitador electrostático	255.046,18 €
Chimenea	578.713,59 €
Silos de cenizas y escorias	97.214,80 €
Tanques de agua	50.179,53 €
Tanques de almacenamiento de gasoil	12.259,68 €
Planta desulfuradora	340.426,23 €
Edificio eléctrico de desulfuración	22.466,03 €
Sistema de fueloil y almacén de residuos	140.862,03 €
Nave de caliza y tanques	109.066,86 €
Nave de yeso y tanques	98.960,24 €
Planta captadora de CO ₂	12.443,37 €
Total	3.994.030,61 €

Tabla 7-10: Coste de desmantelamiento de las instalaciones del Área 5

Área 5	
Planta de tratamiento de aguas de desulfuración	24.479,40 €
Balsas de decantación	91.811,67 €
Edificaciones de tratamiento de aguas	8.449,33 €
Total	124.740,40 €

Tabla 7-11: Coste de desmantelamiento final de las instalaciones

Total	
Área 1	43.250,27 €
Área 2	796.431,55 €
Área 3	2.094.692,71 €
Área 4	3.994.030,61 €
Área 5	124.740,40 €
Coste final de desmantelamiento	7.053.145,54 €

Del mismo modo, podemos calcular el coste de desmantelamiento que podemos ahorrar con las instalaciones que mantenemos. No se tiene en cuenta el coste de renovación de aquellas estructuras que lo necesiten.

Tabla 7-12: Coste de desmantelamiento de las instalaciones salvadas

Estructuras salvadas	
Caseta del vigilante	4.731,52 €
Vestuarios	14.495,82 €
Botiquín	7.761,82 €
Aparcamientos y torno	1.244,84 €
Oficinas Grupo I	27.922,04 €
Almacenes	99.200,55 €
Talleres	23.049,16 €
Manantial de agua potable	578,85 €

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

Subestaciones auxiliar y de baja potencia	19.346,07 €
Patio de transformadores Grupo I	80.886,80 €
Nave de turbinas Grupo I	838.488,96 €
Patio de transformadores Grupo II	123.840,66 €
Nave de turbinas Grupo II	1.079.604,27 €
Torre de refrigeración Grupo I	891.920,00 €
Torre de refrigeración Grupo II	909.855,00 €
Sala de bombas y toma de agua	240.506,42 €
Estación meteorológica	15.973,20 €
Total	4.378.161,14 €

7.4.1.2 Instalación de los nuevos equipos y obras necesarias

El cálculo de las nuevas instalaciones es difícil de determinar, ya que hay que tener en cuenta que actualmente no se conocen los costes de esta tecnología. Los reactores que están en funcionamiento son proyectos FOAK (*First Of A Kind*), cuyos costes son mucho mayores a los que se esperan una vez se haya iniciado el despliegue en masa de los diseños SMR. En el caso del reactor HTR-PM, se calcula que la central experimental tendrá un coste final de 4.300 €/kWe de potencia [99]. Sin embargo, una vez se hayan puesto en marcha las cadenas de producción y logística adecuadas, se calcula que ese coste se reducirá hasta el rango de los 1.700-2.200 €/kWe [100].

Pero hay que tener en cuenta que estos datos están calculados para la instalación de una central desde cero. En nuestro caso, debemos eliminar de ese coste el precio de las instalaciones y equipos que vamos a salvar. Para ello, utilizaremos datos obtenidos de la World Nuclear Association [14]:

Tabla 7-13: Distribución del precio de construcción de una central nuclear

Diseño, arquitectura, ingeniería y licencias	5%
Ingeniería, administración y dirección de obra	7%
Obras de instalación y construcción:	
Isla nuclear	28%
Isla convencional	15%
Otras instalaciones	18%
Desarrollo del sitio y obra civil	20%
Transporte	2%
Puesta en servicio y primera carga de combustible	5%

En el apartado 7.2, determinamos que podíamos salvar la nave de turbinas tanto del Grupo I como del Grupo II, además de parte de las instalaciones de tratamiento de aguas y algunos edificios auxiliares. Como podemos ver en la tabla, esto supone la totalidad del 15% del coste final por la isla convencional. El resto de las instalaciones recuperadas, además del propio desarrollo del suelo de la central, que también se conserva, estarían agrupados dentro de las otras instalaciones de la central (18%) y del desarrollo del sitio y obra civil (20%). El problema de estas categorías es que no conocemos con exactitud el precio de las obras que hemos salvado, el de las reformas a estructuras actuales y el

de las que tenemos que llevar a cabo. Para nuestro estudio, asumiremos que podemos ahorrar un tercio del coste total de estas obras, lo que significa un ahorro de aproximadamente el 13% del coste final.

Teniendo en cuenta estas consideraciones, la reducción total en el coste de las instalaciones sería del 28%. Si tomamos el valor más conservador del precio de una central que utilice el diseño de reactor HTR-PM una vez se comiencen a producir de manera comercial, es decir, de 2.200 €/kWe, podemos calcular cuál sería el coste aproximado de la instalación. Para este cálculo, debemos tomar como potencia nominal no la suma de ambos grupos, sino el total de los cuatro reactores instalados (4x205MWe), ya que la potencia de la central es inferior a la que los reactores nos podrían dar. Esto nos ofrecerá un coste final de la instalación más conservador, ya que el coste de una central de cuatro núcleos es menor al de cuatro centrales individuales.

Tabla 7-14: Cálculo final del coste del proyecto de instalación de un reactor nuclear

Potencia nominal de reactores instalados (MWe)	820
Precio de kWe instalado (€/kWe)	2.200
Coste de la instalación (millón de €)	1.804
Reducción en el coste por elementos salvados (%)	28
Reducción en el coste por elementos salvados (millón de €)	505,12
Coste de la instalación ajustado (millón de €)	1.298,88
Coste de desmantelamiento (millón de €)	7,053
Precio final de obras de la central (millón de €)	1.305,93
Precio final de obras de la central (€/kWe)	1.592,59

Por último, podemos calcular el ahorro total que supone llevar a cabo un proyecto de reacondicionamiento en lugar de construir una central desde cero.

Tabla 7-15: Cálculo de reducción de costes para la instalación de un reactor nuclear

Reducción de costes	
Por estructuras evitadas en la demolición (millón de €)	4,38
Por empleo de elementos de la central anterior (millón de €)	505,12
Total (millón de €)	509,5

7.4.2 Coste de conversión a gas natural

7.4.2.1 Desmantelamiento de las anteriores instalaciones

En el apartado 7.3 determinamos la forma que tendría un ciclo combinado de gas para nuestro caso y las estructuras que debemos eliminar. En primer lugar, calcularemos los costes de desmantelamiento de la central antigua y el ahorro que supone no desmantelar las estructuras que vamos a mantener.

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

Tabla 7-16: Coste de desmantelamiento de las instalaciones para el ciclo de gas

Desmantelamiento de la central	
Área 1	71.172,31 €
Área 2	796.431,55 €
Área 3	3.014.068,47 €
Área 4	3.994.030,61 €
Área 5	1.016.660,40 €
Coste final de desmantelamiento	8.892.363,34 €

Tabla 7-17: Coste de desmantelamiento de las estructuras salvadas para el ciclo de gas

Estructuras salvadas	
Caseta del vigilante	4.731,52 €
Vestuarios	14.495,82 €
Botiquín	7.761,82 €
Aparcamientos y torno	1.244,84 €
Almacenes	99.200,55 €
Talleres	23.049,16 €
Manantial de agua potable	578,85 €
Subestaciones auxiliar y de baja potencia	19.346,07 €
Patio de transformadores Grupo II	123.840,66 €
Nave de turbinas Grupo II	1.079.604,27 €
Torre de refrigeración Grupo II	909.855,00 €
Sala de bombas y toma de agua	240.506,42 €
Estación meteorológica	15.973,20 €
Total	2.538.943,34 €

7.4.2.2 Instalación de nuevos equipos y obra necesaria

Para el coste de la nueva central, el mismo documento que plantea la instalación seleccionada, [98], también nos ofrece un estudio económico de la misma, señalando el coste de los distintos componentes y fases del proyecto. El coste total de la instalación, desarrollada desde cero, es de 943.581.000 €. Este está repartido de la siguiente manera:

Tabla 7-18: Distribución del precio de construcción del ciclo de gas propuesto

Obra civil	6,36 %
Equipos del ciclo	31,16 %
Equipos auxiliares (BOP)	20,77 %
Instalación eléctrica y de equipos	9,86 %
Otros costes de construcción	15,90 %
Costes EPC	8,40 %
Obtención de permisos, estudios, licencias y puesta en marcha	6,47 %
Terreno	0,19 %
Conexión a la red eléctrica	0,26 %
Conexión a la red de distribución de gas	0,63 %

De estos costes, podemos eliminar directamente la conexión a la red eléctrica y el terreno. Dentro de BOP (*Balance Of Plant*) se encuentran estructuras como la subestación, ciclo de refrigeración e instalaciones de tratamiento de agua, así como los transformadores de salida del alternador. Aquí, junto con los costes de obra civil, podemos considerar una reducción igual a la aplicada en el caso de la conversión nuclear, es decir de la tercera parte del coste, suponiendo una reducción del 9,04% del total. Por último, hay que eliminar de los equipos del ciclo el conjunto turbina-alternador. Esto es difícil de determinar, ya que no conocemos el coste de los equipos por separado. Según [101], el coste del conjunto turbina-alternador supone aproximadamente el 13% de los costes de los equipos, es decir, el 4,15% del total.

Si sumamos todas las reducciones, tenemos un ahorro del 13,64% de la instalación.

El coste final de las obras se presenta en la siguiente tabla:

Tabla 7-19: Cálculo final del proyecto de instalación de un ciclo de gas

Potencia nominal de la instalación (MWe)	1120
Precio de kWe instalado (€/kWe)	2.200
Coste de la instalación (millón de €)	943,581
Reducción en el coste por elementos salvados (%)	13,64
Reducción en el coste por elementos salvados (millón de €)	128,7
Coste de la instalación ajustado (millón de €)	814,87
Coste de desmantelamiento (millón de €)	8,892
Precio final de obras de la central (millón de €)	823,76
Precio final de obras de la central (€/kWe)	735,5

Por último, calculamos lo que hemos ahorrado al llevar a cabo un proyecto de conversión en lugar de una instalación desde cero:

Tabla 7-20: Cálculo de reducción de costes para la instalación del ciclo de gas

Reducción de costes	
Por estructuras evitadas en la demolición (millón de €)	2,538
Por empleo de elementos de la central anterior (millón de €)	128,7
Total (millón de €)	131,238

7.4.3 Coste de generación de energía eléctrica

El precio de venta de la electricidad generada por la central es algo que no depende de la misma, ya que este es el establecido por todo el mercado energético. Sin embargo, sí que podemos conocer el precio medio de venta que debería alcanzar la energía de la central para que esta resulte rentable a lo largo de su vida operativa. Este valor se conoce como LCOE (*Levelized Cost Of Energy*) e incluye tanto la construcción, como la operación y el desmantelamiento de la fuente de energía. Para nuestra evaluación, tomaremos un dato calculado por [90] que estima una reducción en el LCOE de los proyectos de conversión de caldera de carbón a reactor nuclear del 20% en relación al

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

de un proyecto iniciado desde cero, que la misma fuente sitúa en los 47 €/MWh. Esto nos da un precio mínimo para que el proyecto sea rentable de 37,5 €/MWh. Al sumarle una tasa impositiva y de servicios del 15% mencionada en el apartado 3.3, obtenemos que el precio final a pagar por el consumidor sería de 43,12 €/MWh, un valor que no muy alejado del rango de 40-60 €/MWh de la generación nuclear actual en España.

En el caso del gas natural, también nos fijaremos en el LCOE. De acuerdo con [22], las centrales de ciclo combinado moderno tienen un LCOE de 32,06 €/MWh. A esto hay que sumarle el 7% del impuesto de la generación energética, la tasa especial de hidrocarburos de 0,65 €/GJ y el precio de las emisiones de CO₂, actualmente de 48 €/tonCO₂, lo que nos da un precio final de venta para el consumidor de 56,08 €/MWh.

7.4.4 Comparativa entre las dos opciones

La comparativa de los estudios económicos de ambas opciones se presenta en esta tabla:

Tabla 7-21: Comparación económica entre las opciones nuclear y de ciclo combinado

	HTR-PM	Ciclo de gas
Potencia de la instalación (MW)	620	1120
Precio final de la instalación (millones de €)	1.305,93	823,76
Precio final de la instalación (€/kW)	1.592,59	735,5
Reducción de costes por salvamento de estructuras y equipos (millones €)	509,95	131,238
Reducción de coste en relación con proyecto desde cero (%)	28,2	13,9
Precio para el consumidor (€/MWh)	43,12	58,06

Como podemos ver, la opción de gas natural, a pesar de aprovechar menos componentes de la central anterior, es más competitiva económicamente que la nuclear en lo que a equipos y obras se refiere. Es especialmente destacable el coste de instalación por kilovatio, que nos muestra que la instalación nuclear vale más que el doble que la de gas para obtener la misma energía eléctrica. El precio de la electricidad, sin embargo, muestra otra historia. Las tasas por emisiones de CO₂, las cuales la energía nuclear no tiene que pagar, elevan considerablemente el precio de la generación del gas natural (unos 20 €/MWh) haciendo que a la larga la nuclear recupere esa inversión inicial. Esto es algo a tener en cuenta, ya que la demanda del gas natural va a seguir aumentando, lo que probablemente aumente aún más su precio. La nuclear, por otro lado, se beneficia no sólo de esto, sino de una baja volatilidad del precio del combustible en el mercado y, en caso de que aumentasen los precios, su significancia en el coste total de la producción es pequeña.

Hay que destacar que todos estos valores son aproximaciones basadas en diversas fuentes que se presentan como referencia de magnitudes, no como resultados exactos que se puedan tener en cuenta para el desarrollo de proyectos de este tipo.

7.5 IMPACTO AMBIENTAL

La razón principal para llevar a cabo este tipo de proyectos es reducir el impacto ambiental de la central de carbón cerrada. Por ello, es muy importante evaluar de manera detallada la producción de materiales contaminantes de la nueva planta. A continuación, se presentan la emisión atmosférica de los principales gases contaminantes y los residuos sólidos generados por la operación de la planta antigua, junto con las de la opción nuclear elegida y los del ciclo de gas.

Para la tabla 5-22, los datos para las calderas de carbón han sido tomados de la declaración ambiental del año 2015 [102], los del ciclo de gas de [103][104] y la cantidad de residuos radiactivos de [105].

Tabla 7-22: Comparación de emisiones entre combustibles

	Carbón	HTR-PM (emisiones en planta)	HTR-PM (emisiones asociadas)	Ciclo de gas
CO₂ (kg/MWh)	936	0	60	420
NO_x (kg/MWh)	5,92	0	n/d	0,5
SO_x (kg/MWh)	4,28	0	n/d	0,2
Residuo sólido (ceniza, escombros) (kg /MWh)	90	0	n/d	0
Residuo sólido (material radiactivo) (g/MWh)	0	1,18	n/d	0

Como podemos observar, la nuclear es sin lugar a duda la mejor opción en lo que se refiere a emisiones de gases contaminantes a la atmósfera, con una reducción de emisiones en planta del 100% con respecto tanto al carbón como al gas natural en todos los casos, lo que supone (con respecto al carbón) una reducción de cinco millones de toneladas de CO₂ al año, el 14% de todas las emisiones generadas por el sistema eléctrico español en el año 2020 [21]. Incluso teniendo en cuenta las emisiones asociadas procedentes de otras etapas del proceso de obtención de energía (minería, transporte) seguiríamos teniendo una mejora del 93,59% respecto al carbón y 85,71% al gas natural. Por su parte, el gas natural tiene una reducción del 55,13% de CO₂, 91,55% de NO_x y 95,33% de SO_x respecto al carbón. Además, tanto si elegimos el reactor nuclear como el ciclo combinado de gas, evitamos tener que hacernos cargo de los escombros y las cenizas generadas por la quema de carbón. Todo esto, con un consumo de combustible mucho menor tanto a la caldera de carbón como a la de gas natural.

Sin embargo, optar por el reactor nuclear nos supone un gran problema que no está presente en los otros dos procesos de generación energética. Como hemos visto anteriormente, los residuos nucleares son altamente peligrosos, y tienen que ser tratados adecuadamente. Dentro de las instalaciones, la piscina de almacenamiento podrá almacenar estos residuos en condiciones seguras durante unos años, antes de que tengan que ser ‘empaquetados’ en grandes contenedores de hormigón y metal y enviados a instalaciones de almacenamiento de largo plazo. La cantidad de residuos que se puede almacenar en las piscinas varía dependiendo del tamaño de la misma, que

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

debe ser lo suficientemente grande como para almacenar los residuos que se vayan generando durante un periodo de al menos 5 a 10 años pero que pueden ser mucho más grandes, como es el caso de Vandellós II, en cuya piscina se pueden almacenar los residuos generados durante 35 años de operación. Pero hay que tener en cuenta que la presencia de esos residuos supone, desde el momento que se comienzan a generar, un problema tanto de seguridad como de descontento social. Tras cinco años, se habrán producido en la instalación 42,38 toneladas de estos residuos (suponiendo una operación ininterrumpida de los reactores a máxima potencia) para los cuales en España actualmente no existe ninguna solución definitiva, lo que conllevaría costes y riesgos adicionales.

8 RESUMEN FINAL Y CONCLUSIONES

Los resultados de este trabajo muestran que la implantación de tecnología nuclear en la forma de reactores SMR en el marco de la renovación de infraestructura energética, en este caso la conversión de la central térmica de La Robla, es una opción viable y que presenta beneficios, pero que también tiene importantes inconvenientes y está rodeada de mucha incertidumbre.

Por un lado, la instalación de reactores nucleares es una buena opción desde el punto de vista del reacondicionamiento de la instalación. Los diseños de reactores modernos son seguros y eficientes, y ofrecen una gran funcionalidad de cara a las necesidades futuras del sector. Dentro de la gran selección de diseños SMR, se pueden encontrar una gran variedad de modos de operación, parámetros técnicos y formatos estructurales, lo que significa que se puede encontrar un diseño que se adapte a los parámetros de la caldera que se quiera reemplazar. Además, la facilidad de transporte e instalación de esta tecnología hacen que el proyecto se pueda llevar a cabo con relativa facilidad. Sin embargo, hay una alta incertidumbre sobre el futuro de esta tecnología. A pesar de las promesas de los diseños, aún no se ha adoptado ningún reactor a escala comercial (casos como el Akademik Locomosov son una prueba de concepto más que una adaptación a gran escala) por lo que tanto la funcionalidad de los reactores como su economía aún se basa en estudios preliminares.

Para nuestro caso, ese es el HTR-PM, con un diseño pensado para este tipo de proyectos que aprovecha buena parte de la infraestructura presente al poder adaptarse con relativa facilidad a los ciclos de la central anterior. En este sentido, la tecnología SMR es superior a la opción de un ciclo combinado, el cual puede alimentar únicamente uno de los grupos presentes con una instalación de dos turbinas de gas, lo que significa que el aprovechamiento es menor. Hay que tener en cuenta que existen otras opciones de conversión a gas natural que aprovechan mejor los equipos anteriores, lo que significa que en otras conversiones particulares la situación sea la contraria, pero para este estudio han sido descartados por su baja eficiencia en comparación con el ciclo combinado.

El gran beneficio de la tecnología SMR es su nivel de contaminación atmosférica. El cierre de las centrales térmicas de carbón se ha dado, precisamente, por el alto nivel de emisiones de gases contaminantes asociados a esta tecnología. Por su parte, los reactores nucleares tienen unos niveles de emisión de gases contaminantes en planta de cero. Si bien es cierto que existen emisiones asociadas a otros procesos, especialmente en la obtención de combustible, estos siguen siendo mucho menores tanto a los del carbón como al gas natural. El problema de la producción nuclear es la generación de residuos radiactivos que deben ser tratados con precaución y que son peligrosos durante mucho tiempo. A pesar de que se han planteado varias soluciones a este problema, actualmente el único destino de estos residuos es el almacenaje, en una forma u otra.

En cuanto a el carácter económico de esta tecnología, hay que destacar su elevado precio, mucho mayor al del gas. Esto se debe principalmente a los elevados estándares que se deben tener durante la construcción, y a la alta demanda caros sistemas de seguridad, monitorización y control. Los elevados costes de construcción y operación son el principal inconveniente a la hora de la implantación de esta tecnología, ya que

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

incluso cuando se trata de reactores SMR con las condiciones más ventajosas (en otros casos el precio de esta tecnología es casi el doble), la opción del gas natural (por no tener en cuenta otras como la solar fotovoltaica o la eólica) es más económica. Pero las tasas impositivas asociadas a la producción de gases contaminantes hacen que el precio de la energía nuclear sea más competitivo en el mercado. Además hay que tener en cuenta que, al contrario que el gas natural, la energía nuclear tiene un bajo grado de volatilidad en su precio debido a la estabilidad en el precio del combustible. Todo esto hace que, a largo plazo, la energía nuclear pueda ser más rentable que el gas natural.

Para finalizar, la tecnología SMR es algo prometedor de cara a rejuvenecer una infraestructura energética que día a día se aleja más de los estándares modernos en materia de eficiencia y producción de residuos. A pesar de esto, es pronto para decidir si su implantación a gran escala es algo viable de cara al futuro. Es necesario realizar más estudios y proyectos piloto para esclarecer el futuro de esta alternativa energética.

9 BIBLIOGRAFÍA

- [1]. ¿Cuánta energía en kWh se extrae de un kilo de uranio y qué rendimiento tiene cada kilo? - Foro Nuclear. [online]. [Accessed 6 October 2021]. Available from: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/preguntas-y-respuestas/sobre-combustible-nuclear/cuanta-energia-en-kwh-se-extrae-de-un-kilo-de-uranio-y-que-rendimiento-tiene-cada-kilo/>
- [2]. EIA. How much coal, natural gas, or petroleum is used to generate a kilowatthour of electricity? [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.eia.gov/tools/faqs/faq.php?id=667&t=6>
- [3]. TOURAN, Nick. *Calculating the amount of nuclear waste generated per person, per year* [online]. 2008. Available from: http://www.eia.doe.gov/cneaf/nuclear/spent_fuel/ussnftab3.
- [4]. Nuclear Energy Factsheet | Center for Sustainable Systems. [online]. [Accessed 23 September 2021]. Available from: <https://css.umich.edu/factsheets/nuclear-energy-factsheet>
- [5]. LENZEN, Manfred. Life cycle energy and greenhouse gas emissions of nuclear energy: A review. *Energy Conversion and Management*. August 2008. Vol. 49, no. 8, p. 2178–2199. DOI 10.1016/
- [6]. Carbon Dioxide Emissions From Electricity - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.world-nuclear.org/information-library/energy-and-the-environment/carbon-dioxide-emissions-from-electricity.aspx>
- [7]. Global Warming and Climate Change - The Science - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 6 October 2021]. Available from: <https://www.world-nuclear.org/focus/climate-change-and-nuclear-energy/climate-change-the-science.aspx>
- [8]. Radioactivity : Waste radioactivity decline. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: https://www.radioactivity.eu.com/site/pages/Activity_Decline.htm
- [9]. File:Spent nuclear fuel decay sievert.jpg - Wikipedia. [online]. [Accessed 6 October 2021]. Available from: https://en.m.wikipedia.org/wiki/File:Spent_nuclear_fuel_decay_sievert.jpg
- [10]. How long will the world's uranium supplies last? - Scientific American. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.scientificamerican.com/article/how-long-will-global-uranium-deposits-last/>
- [11]. Radioactive Waste Management | Nuclear Waste Disposal - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-wastes/radioactive-waste-management.aspx>
- [12]. Spent Nuclear Fuel: A Trash Heap Deadly for 250,000 Years or a Renewable Energy Source? - Scientific American. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

from: <https://www.scientificamerican.com/article/nuclear-waste-lethal-trash-or-renewable-energy-source/>

[13]. Outlook for nuclear fuel - Image490839 - Nuclear Engineering International.

[online]. [Accessed 6 October 2021]. Available from:

<https://www.neimagazine.com/features/featureoutlook-for-nuclear-fuel-5946092/featureoutlook-for-nuclear-fuel-5946092-490839.html>

[14]. Nuclear Power Economics | Nuclear Energy Costs - World Nuclear Association.

[online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: [https://world-](https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx)

[nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx](https://world-nuclear.org/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power.aspx)

[15]. BROUWER, Katinka M and LUCAS BERGKAMP, LI M. Road to EU Climate

Neutrality by 2050 Spatial Requirements of Wind/Solar and Nuclear Energy and Their

Respective Costs. [online]. 2021. [Accessed 6 September 2021]. Available from:

<https://ecrgroup.eu/>

[16]. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, US. Levelized Costs of New

Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021.

[17]. Energía nuclear: Cincuenta años en la base del mix eléctrico español. [online].

[Accessed 4 October 2021]. Available from: [https://aleasoft.com/es/energia-nuclear-](https://aleasoft.com/es/energia-nuclear-cincuenta-anos-base-mix-electrico-espanol/)

[cincuenta-anos-base-mix-electrico-espanol/](https://aleasoft.com/es/energia-nuclear-cincuenta-anos-base-mix-electrico-espanol/)

[18]. La nuclear se ahoga en España por los impuestos . [online].

[Accessed 6 September 2021]. Available from: [https://elperiodicodelaenergia.com/la-](https://elperiodicodelaenergia.com/la-nuclear-se-ahoga-en-espana-por-los-impuestos/#respond)

[nuclear-se-ahoga-en-espana-por-los-impuestos/#respond](https://elperiodicodelaenergia.com/la-nuclear-se-ahoga-en-espana-por-los-impuestos/#respond)

[19]. Projected Costs of Generating Electricity 2020 – Analysis - IEA. [online].

[Accessed 6 September 2021]. Available from: [https://www.iea.org/reports/projected-](https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020)

[costs-of-generating-electricity-2020](https://www.iea.org/reports/projected-costs-of-generating-electricity-2020)

[20]. REData - Potencia instalada | Red Eléctrica de España. [online].

[Accessed 6 September 2021]. Available from:

<https://www.ree.es/es/datos/generacion/potencia-instalada>

[21]. Demanda y producción en tiempo real | Red Eléctrica de España. [online].

[Accessed 6 September 2021]. Available from:

<https://www.ree.es/es/actividades/demanda-y-produccion-en-tiempo-real>

[22]. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Us. *Levelized Costs of New*

Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2021. 2021.

[23]. Nuclear Power in the USA - World Nuclear Association. [online].

[Accessed 7 September 2021]. Available from: [https://world-nuclear.org/information-](https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power.aspx)

[library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power.aspx](https://world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-t-z/usa-nuclear-power.aspx)

[24]. Nuclear Energy in Sweden - World Nuclear Association. [online].

[Accessed 6 September 2021]. Available from: [https://www.world-](https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx)

[nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx](https://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-o-s/sweden.aspx)

[25]. IAEA. France 2020 - Country nuclear power profiles. [online].

[Accessed 6 September 2021]. Available from:

<https://cnpp.iaea.org/countryprofiles/France/France.htm>

- [26]. Nuclear Power Today | Nuclear Energy - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/nuclear-power-in-the-world-today.aspx>
- [27]. Nuclear Energy Factsheet | Center for Sustainable Systems. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://css.umich.edu/factsheets/nuclear-energy-factsheet>
- [28]. Energía nuclear en España - Foro Nuclear. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.foronuclear.org/descubre-la-energia-nuclear/energia-nuclear-en-espana/>
- [29]. Where do you put 250,000 tonnes of nuclear waste? | WIRED UK. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.wired.co.uk/article/into-eternity-nuclear-waste-finland>
- [30]. Processing of Used Nuclear Fuel - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/fuel-recycling/processing-of-used-nuclear-fuel.aspx>
- [31]. Project report: nuclear waste disposal - Access International. [online]. [Accessed 7 October 2021]. Available from: <https://www.accessinternational.media/news/project-report-nuclear-waste-disposal/8011083.article>
- [32]. ¿Cuál es el futuro de la energía nuclear en España? - Agenda Pública. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://agendapublica.es/cual-es-el-futuro-de-la-energia-nuclear-en-espana/>
- [33]. Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico - Centrales Nucleares en España. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://energia.gob.es/nuclear/Centrales/Espana/Paginas/CentralesEspana.aspx>
- [34]. Advanced Small Modular Reactors (SMRs) | Department of Energy. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.energy.gov/ne/advanced-small-modular-reactors-smrs>
- [35]. SAINATI, Tristano, LOCATELLI, Giorgio and BROOKES, Naomi. Small Modular Reactors: Licensing constraints and the way forward. *Energy*. 15 March 2015. Vol. 82, p. 1092–1095
- [36]. IAEA. *Advances in Small Modular Reactor technology developments*. 2020
- [37]. NATIONAL NUCLEAR LABORATORIUM and UNIVERSITY OF LEEDS. *Small modular reactors - Can building nuclear power become more cost-effective?* 2016.
- [38]. THEUS, George. Generation IV nuclear reactors. *Advanced Materials and Processes*. 1 January 2020. Vol. 168, no. 1, p. 213–246.
- [39]. Water cooled nuclear reactors (WCR) | IAEA. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://www.iaea.org/topics/water-cooled-reactors>
- [40]. Pressurized water reactor - Energy Education. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: https://energyeducation.ca/encyclopedia/Pressurized_water_reactor

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

- [41]. INGERSOLL, Daniel T. Nuclear power 101: Understanding nuclear reactors. *Small Modular Reactors*. 1 January 2016. P. 61–70.
- [42]. Fast Neutron Reactors | FBR - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/fast-neutron-reactors.aspx>
- [43]. Molten Salt Reactors - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://world-nuclear.org/information-library/current-and-future-generation/molten-salt-reactors.aspx>
- [44]. Replacing Coal Plants | NuScale Power. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.nuscalepower.com/environment/coal-plants>
- [45]. *ADVANCES IN SMALL MODULAR REACTOR TECHNOLOGY DEVELOPMENTS 2020 Edition A Supplement to: IAEA Advanced Reactors Information System (ARIS)* <http://aris.iaea.org> [online]. [no date]. Available from: <http://aris.iaea.org>
- [46]. New Recommendations on Safety of SMRs from the SMR Regulators' Forum | IAEA. [online]. [Accessed 7 September 2021]. Available from: <https://www.iaea.org/newscenter/news/new-recommendations-on-safety-of-smrs-from-the-smr-regulators-forum>
- [47]. MIGNACCA, B. and LOCATELLI, G. Economics and finance of Small Modular Reactors: A systematic review and research agenda. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 1 February 2020. Vol. 118, p. 109519.
- [48]. EIRP. What will advanced nuclear power plants cost? - A Standardized Cost Analysis of Advanced Nuclear Technologies in Commercial Development. .
- [49]. Coal Plant Decommissioning Plant Decommissioning, Remediation and Redevelopment. - EPA
- [50]. RECPP – Re-Purposing Coal Power Plants. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.recpp.eu/>
- [51]. Coal Substitutes Touted as Way to Keep Coal-Fired Power Plants Open. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.powermag.com/coal-substitutes-touted-as-way-to-keep-coal-fired-power-plants-open/>
- [52]. More than 100 coal-fired plants have been replaced or converted to natural gas since 2011 - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA). [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=44636>
- [53]. BURNHAM, Andrew, HAN, Jeongwoo, CLARK, Corrie E., WANG, Michael, DUNN, Jennifer B. and PALOU-RIVERA, Ignasi. Life-Cycle Greenhouse Gas Emissions of Shale Gas, Natural Gas, Coal, and Petroleum. *Environmental Science and Technology* [online]. 17 January 2011. Vol. 46, no. 2, p. 619–627. [Accessed 6 September 2021].
- [54]. Environmental Impacts of Natural Gas | Union of Concerned Scientists. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.ucsusa.org/resources/environmental-impacts-natural-gas>

- [55]. ENERGY AGENCY, International. Net Zero by 2050 - A Roadmap for the Global Energy Sector. [online]. 2050. [Accessed 7 September 2021]. Available from: www.iea.org/t&c/
- [56]. About 25% of U.S. power plants can start up within an hour - Today in Energy - U.S. Energy Information Administration (EIA). [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=45956>
- [57]. Tecnología industrial/Centrales térmicas de ciclo combinado - Wikiversidad. [online]. [Accessed 6 October 2021]. Available from: https://es.wikiversity.org/wiki/Tecnolog%C3%ADa_industrial/Centrales_t%C3%A9rmicas_de_ciclo_combinado
- [58]. World Natural Gas Statistics - Worldometer. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.worldometers.info/gas/>
- [59]. Natural Gas Information – Analysis - IEA. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.iea.org/reports/natural-gas-information-overview>
- [60]. Crisis del precio de la energía en Europa: cinco gráficos para entender por qué suben las facturas | Euronews. [online]. [Accessed 10 October 2021]. Available from: <https://es.euronews.com/2021/10/06/crisis-del-precio-de-la-energia-en-europa-cinco-graficos-para-entender-por-que-suben-las-f>
- [61]. World natural gas demand by region. [online]. [Accessed 5 October 2021]. Available from: <https://vipo.iea.org/newsroom/energysnapshots/world-natural-gas-demand-by-region.html>
- [62]. Natural gas and the environment - U.S. Energy Information Administration (EIA). [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.eia.gov/energyexplained/natural-gas/natural-gas-and-the-environment.php>
- [63]. Biomass as an alternative to coal - Global Energy Monitor. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: https://www.gem.wiki/Biomass_as_an_alternative_to_coal
- [64]. Forest Biomass and Greenhouse Gas Emissions What are the climate impacts of biomass combustion for energy? .
- [65]. AGBOR, Ezinwa, ZHANG, Xiaolei and KUMAR, Amit. A review of biomass co-firing in North America. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*. 2014. Vol. 40, p. 930–943.
- [66]. PFPI. *Carbon emissions from burning biomass for energy*. [no date].
- [67]. Congress Says Biomass Is Carbon-Neutral, but Scientists Disagree - Scientific American. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.scientificamerican.com/article/congress-says-biomass-is-carbon-neutral-but-scientists-disagree/>
- [68]. Biomass and the environment - U.S. Energy Information Administration (EIA). [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.eia.gov/energyexplained/biomass/biomass-and-the-environment.php>

Empleo de reactores modulares (SMR) como alternativa en el reacondicionamiento energético

- [69]. La planta de biomasa de Ence en Puertollano recibe el certificado ISO 14001 de gestión medioambiental por parte de AENOR | Ence. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://ence.es/la-planta-de-biomasa-de-ence-en-puertollano-recibe-el-certificado-iso-14001-de-gestion-medioambiental-por-parte-de-aenor/>
- [70]. Green groups dispute power station claim that biomass is carbon-neutral | Drax | The Guardian. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.theguardian.com/business/2021/mar/23/green-groups-dispute-power-station-claim-biomass-carbon-neutral>
- [71]. Drax power station criticised for biomass by US environmental group - BBC News. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.bbc.com/news/uk-england-york-north-yorkshire-34610443>
- [72]. MALLADI, Krishna Teja and SOWLATI, Taraneh. Impact of carbon pricing policies on the cost and emission of the biomass supply chain: Optimization models and a case study. *Applied Energy*. 1 June 2020. Vol. 267.
- [73]. Storing oversized large scale PV with molten salt storage – pv magazine International. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.pv-magazine.com/2021/01/26/storing-oversized-large-scale-pv-with-molten-salt-storage/>
- [74]. Molten Salt Storage. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <http://large.stanford.edu/courses/2015/ph240/dodaro2/>
- [75]. Repurposing of existing coal-fired power plants into renewable energy generation plants with thermal batteries in Chile – SolarNews América. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: https://www.solarnews.es/solarnews_america/2021/01/29/repurposing-of-existing-coal-fired-power-plants-into-renewable-energy-generation-plants-with-thermal-batteries-in-chile/
- [76]. What is Green Hydrogen and its importance - Iberdrola. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.iberdrola.com/sustainability/green-hydrogen>
- [77]. DINCER, Ibrahim. Green methods for hydrogen production. *International Journal of Hydrogen Energy*. 1 January 2012. Vol. 37, no. 2, p. 1954–1971.
- [78]. Puertollano green hydrogen plant - Iberdrola. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.iberdrola.com/about-us/lines-business/flagship-projects/puertollano-green-hydrogen-plant>
- [79]. Small nuclear power reactors - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 8 September 2021]. Available from: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx>
- [80]. First fuel shipped to China's HTR-PM project - Nuclear Engineering International. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.neimagazine.com/news/newsfirst-fuel-shipped-to-chinas-htr-pm-project-8453226>

- [81]. China Building Technology That Can Convert Coal Plants To Nuclear Plants. [online]. [Accessed 6 September 2021]. Available from: <https://www.forbes.com/sites/rodadams/2016/11/08/china-is-taking-serious-stides-towards-cleaner-air/?sh=3bdfef504f41>
- [82]. La central térmica de la Robla cierra tras 50 años de actividad - León - COPE. [online]. [Accessed 5 October 2021]. Available from: https://www.cope.es/emisoras/castilla-y-leon/leon-provincia/leon/noticias/central-termica-robla-cierra-tras-anos-actividad-20200701_794441
- [83]. EMAS and GAS NATURAL FENOSA. Declaración ambiental de la central de La Robla. 2014.
- [84]. NATURGY. Proyecto de desmantelamiento de la central térmica de la Robla (León) PARTE 1. 2021.
- [85]. NATURGY. Proyecto de desmantelamiento de la central térmica de la Robla (León) PARTE 2. 2021.
- [86]. Small nuclear power reactors - World Nuclear Association. [online]. [Accessed 29 September 2021]. Available from: <https://www.world-nuclear.org/information-library/nuclear-fuel-cycle/nuclear-power-reactors/small-nuclear-power-reactors.aspx>
- [87]. NuScale Nonproprietary. [online]. 2020. [Accessed 29 September 2021]. Available from: www.nuscalepower.com
- [88]. IAEA. BREST-OD-300 report (RDIPE, Russian Federation).
- [89]. RDIPE. Design features of Brest reactors. Experimental work to advance the concept of Brest reactors.
- [90]. QVIST, Staffan, GŁADYSZ, Paweł, BARTELA, Łukasz and SOWIŹDŹAŁ, Anna. Retrofit decarbonization of coal power plants—A case study for poland. *Energies*. 1 January 2021. Vol. 14, no. 1.
- [91]. Construction Of Brest-OD-300 Pilot Plant To Begin This Autumn :: NucNet. [online]. [Accessed 6 October 2021]. Available from: <https://www.nucnet.org/news/construction-of-brest-od-300-pilot-plant-to-begin-this-autumn-4-3-2021>
- [92]. HTR-PM: Making dreams come true - Image498812 - Nuclear Engineering International. [online]. [Accessed 7 October 2021]. Available from: <https://www.neimagazine.com/features/featurehtr-pm-making-dreams-come-true-7009889/featurehtr-pm-making-dreams-come-true-7009889-498812.html>
- [93]. Turbine tests completed at China's HTR-PM : New Nuclear - World Nuclear News. [online]. [Accessed 7 October 2021]. Available from: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Turbine-tests-completed-at-Chinas-HTR-PM>
- [94]. Cold tests completed at first HTR-PM reactor : New Nuclear - World Nuclear News. [online]. [Accessed 7 October 2021]. Available from: <https://www.world-nuclear-news.org/Articles/Cold-tests-completed-at-first-HTR-PM-reactor>
- [95]. ZHANG, Zuoyi, DONG, Yujie, LI, Fu, ZHANG, Zhengming, WANG, Haitao, HUANG, Xiaojin, LI, Hong, LIU, Bing, WU, Xinxin, WANG, Hong, DIAO, Xingzhong, ZHANG,

Haiquan and WANG, Jinhua. The Shandong Shidao Bay 200 MWe High-Temperature Gas-Cooled Reactor Pebble-Bed Module (HTR-PM) Demonstration Power Plant: An Engineering and Technological Innovation. *Engineering*. 1 March 2016. Vol. 2, no. 1, p. 112–118.

[96]. The HTR-PM demonstration nuclear power plant. (a) Front view; (b) top view. | Download Scientific Diagram. [online]. [Accessed 7 October 2021]. Available from: https://www.researchgate.net/figure/The-HTR-PM-demonstration-nuclear-power-plant-a-Front-view-b-top-view_fig6_301827952

[97]. AUTHOR, Presenting, LEMMONS, Marc E, SPECIALIST, Boiler, LUNDY, Sargent &, COAUTHOR, L L C Presenting, MCGOWAN, Bryan J and LEWIS, Bryan M. *CONVERSION OF COAL-FIRED ELECTRIC GENERATING UNITS TO NATURAL GAS-FIRED UNITS* Contributing Coauthor [online]. 2015.

[98]. ENERGY INFORMATION ADMINISTRATION, Us. *Capital Cost and Performance Characteristic Estimates for Utility Scale Electric Power Generating Technologies* [online]. 2020. Available from: www.eia.gov

[99]. Will China convert existing coal plants to nuclear using HTR-PM reactors? - Atomic Insights. [online]. [Accessed 4 October 2021]. Available from: <https://atomicinsights.com/will-china-convert-existing-coal-plants-nuclear-using-htr-pm-reactors/>

[100]. China small modular pebble beds will be \$400 million for 200 MW and \$1.2 billion for 600 MW | NextBigFuture.com. [online]. [Accessed 4 October 2021]. Available from: <https://www.nextbigfuture.com/2017/08/china-small-modular-pebble-beds-will-be-400-million-for-200-mw-and-1-2-billion-for-600-mw.html>

[101]. Presupuesto de construcción de una central de ciclo combinado. [online]. [Accessed 10 October 2021]. Available from: https://www.energiza.org/index.php?option=com_k2&view=item&id=1063:presupuesto-de-construccion-de-una-central-de-ciclo-combinado

[102]. GAS NATURAL FENOSA. *Declaración ambiental para la central térmica La Robla año 2015*. 2015.

[103]. JARRE, Matteo, NOUSSAN, Michel and POGGIO, Alberto. Operational analysis of natural gas combined cycle CHP plants: Energy performance and pollutant emissions. *Applied Thermal Engineering*. 5 May 2016. Vol. 100, p. 304–314..

[104]. SPATH, Pamela L and MANN, Margaret K. *Life Cycle Assessment of a Natural Gas Combined Cycle Power Generation System* [online]. [no date]. Available from: <http://www.doe.gov/bridge>

[105]. ZHANG, Zuoyi, WU, Zongxin, SUN, Yuliang and LI, Fu. Design aspects of the Chinese modular high-temperature gas-cooled reactor HTR-PM. *Nuclear Engineering and Design*. 1 March 2006. Vol. 236, no. 5–6, p. 485–490.